



Ahlatıcı Doğal Gaz Dağıtım Enerji ve Yatırım A.Ş.

31 Mart 2022 itibarıyla Şirket'in Sahip Olduğu Doğal Gaz Dağıtım ile İlgili İmtiyaz Sözleşmeleri Değerleme Raporu

17 Ağustos 2022





**Ahlatıcı Doğal Gaz Dağıtım
Enerji ve Yatırım A.Ş.**
İçerenköy Mah., Yeşilvadi Sk.No:3
İç Kapı No:4, Ataşehir/ İstanbul

Engin İyikul
Ortak
engin.iyikul@pwc.com

Serdar Can Çimenser
Müdür
can.cimenser@pwc.com

PwC Yönetim Danışmanlığı A.Ş.
Süleyman Saba Cad. BJK Plaza No:48
B Blok, Kat 4 Akaretler 34357
Beşiktaş/İstanbul
T: +90 (212) 326 6060

Ahlatıcı Doğal Gaz Dağıtım Enerji ve Yatırım A.Ş.
PwC

17 Ağustos 2022

Sayın Yönetim Kurulu Üyeleri,

Ahlatıcı Doğal Gaz Dağıtım Enerji ve Yatırım A.Ş. ("AHLATCI" veya "Şirket") ile PwC Yönetim Danışmanlığı A.Ş. ("PwC") arasında 11.05.2022 tarihinde imzalanmış olan finansal danışmanlık hizmetleri sözleşmesi (bkz. Ekler) kapsamında Şirket'in sahibi olduğu, doğal gaz dağıtım faaliyetlerini yürütme hakkı veren 9 adet imtiyaz sözleşmesinin ("İmtiyaz Sözleşmeleri") değerlerinin tahmin edilmesi için hazırlanan çalışmanın detayları ektedir. Çalışmamız, rapor tarihi itibarıyla tamamlanmış olup bu tarihten sonraki gelişmeler dikkate alınmamıştır.

Raporumuz, AHLATCI yönetiminin ve danışmanlarının vermiş olduğu bilgiler doğrultusunda hazırlanmıştır. Kullanılan bilgiler, varsayımlar ve projeksiyonlar tarafımızca sorgulanarak ve gerektiği takdirde Şirket yönetimi ile tartışılarak çalışmamızda yer almıştır. Bu çalışma; 2022 yılı bütçesinin hedeflendiği gibi gerçekleşeceği ve projeksiyon dönemi hedeflerinde önemli bir değişme olmadan Doğalgaz Dağıtım Şirketleri'nin iş planı hedeflerine ulaşacağı varsayımı altında imtiyaz Sözleşmeleri'nin değerlerinin tahmin edilmesi için düzenlenmiştir. Bunun yanı sıra Şirket yönetimi tarafından hazırlanan projeksiyonların gerçekleştirilebilirliği konusunda bir görüş verilmemektedir.

Bu rapor sadece AHLATCI yönetimi için hazırlanmıştır. Aksi belirtilmediği sürece PwC, raporun üçüncü şahıs ve kurumlar tarafından kullanılmadan doğabilecek hiçbir sorumluluğu kabul etmemektedir. Bunun yanı sıra Raporumuz yazılı izniniz olmadan Şirket Yönetimi, Sermaye Piyasası Kurulu ve Şirket'in bağımız denetçileri dışında kalan üçüncü şahıslara dağıtılamaz ve/veya başka amaçlarda kullanılamaz. Bu konuda PwC onay verse dahi, Rapor'un muhatabı AHLATCI yönetimi olarak kalacaktır.

Saygılarımızla,
Engin İyikul
Ortak

Gizli ve Özel

17 Ağustos 2022

İçindekiler

Giriş	4
Çalışma Özeti	11
Doğalgaz Piyasası ve AHLATCI	13
Değerleme Analizi	35
Ekler	126

Rapora İlişkin Genel Bilgiler (1/3)

Projenin Kapsamı

Bu rapor AHLATCI ile PwC arasında 11.05.2022 tarihinde imzalanan finansal danışmanlık sözleşmesine göre Ahlatıcı Doğal Gaz Dağıtım Enerji ve Yatırım A.Ş.'nin 31 Mart 2022 tarihi itibarı ile sahip olduğu İmtiyaz Sözleşmeleri'nin değerlerinin tahmin edilmesi çalışmasını içermektedir. İmtiyaz Sözleşmeleri için tahmin edilecek gerçeğe uygun değerlerin Uluslararası Finansal Raporlama Standartları/Sermaye Piyasası Mevzuatı çerçevesinde yapılacak bağımsız denetim raporlarında kullanılacağı anlaşılmaktadır.

PwC, değerlendirme çalışması kapsamında, İmtiyaz Sözleşmeleri'nin kullanarak faaliyet gösteren Doğal Gaz Dağıtım Şirketleri'nin aktiflerinin fiziki mevcudiyeti ve kanuni mülkiyetine ilişkin herhangi bir araştırma yapmadığı gibi bu konularda herhangi bir sorumluluk da kabul etmemektedir. Bununla birlikte, PwC, mülkiyete ilişkin İmtiyaz Sözleşmeleri'nin değerini etkileyebilecek gizli ya da beklenmedik herhangi bir durum veya engelin olmadığı varsaymaktadır. Değerleme çalışmalarında bulunan sonuçlar birçok durumda sübjektif ve kişisel hükümlere bağlıdır. Bu nedenle, çalışma sonucunda kesin bir değere ulaşmak mümkün olmamakla birlikte çeşitli varsayımlar altında bir değer aralığı tahmin etmek daha uygundur.

Fiyat ve Değer Kavramı

Raporun okunması ve yorumlanması sırasında "fiyat" ve "değer" kavramlarının birbirinden ayrılması büyük önem taşımaktadır. Fiyat bir alıcının herhangi bir mal veya hizmet için satıcıya ödemeye hazır olduğu tutardır. Bu fiyatın, değerlendirme çalışması sonucu tahmin edilen değere eşit olması beklenmemelidir.

Bu raporda baz alınan değer 31 Mart 2022 tarihi itibarıyla lisans süreleri boyunca İmtiyaz Sözleşmeleri'nin "Makul Piyasa Değeri"dir. "Makul Piyasa Değeri" istekli bir satıcı ve istekli bir alıcı arasında hiçbir kısıtlama ve zorlama olmadan ve bu konuyla ilgili bilgilerin rahatlıkla elde edilebildiği serbest bir piyasa ortamında gerçekleşecek hisse senedi ya da varlık satışında oluşması beklenen değer olarak tanımlanabilir. Bu rapor kapsamında tahmin edilen değer aralığı, İmtiyaz Sözleşmeleri'nin muhtemel alımı/satımına temel teşkil edecek kesin bir satış fiyatı olarak değerlendirilmemelidir, bunun sadece AHLATCI yönetimine İmtiyaz Sözleşmeleri'nin değeri hakkında bir veri sağlanması beklenmelidir.

Bilgi Kaynakları

Bu rapor, Şirket yönetiminin sağladığı bilgiler dikkate alınarak hazırlanmıştır. Sağlanan bilgiler, 2019-2021 yılları arasında bağımsız denetimden geçmiş mali tablolar, 2019-2021 yılları arasında Vergi Usul Kanunu'na (VUK) göre hazırlanmış mali tablolar, 2022 yılı ilk 3 aylık dönemine ait Vergi Usul Kanunu'na (VUK) göre hazırlanmış aylık mali tablolar, birinci ve ikinci dönem tarife tabloları, temel operasyonel göstergelerin yanı sıra her bir dağıtım bölgesi için lisans dönemlerinin sonuna kadar olan yıllara ilişkin varsayımlar ve projeksiyonları da içermektedir. Sağlanan bu bilgiler tarafımızca sorgulanarak çalışmamızda yer almıştır.

PwC, AHLATCI yönetimi tarafından sağlanan finansal verilerin ticari anlamda gerçekleştirebilirliği ve sonuçlarının doğruluğu üzerine bir çalışma yapmamıştır. Ulaşılan sonuçlar Şirket yönetimi tarafından sağlanan bilgilerin doğruluğu ve bütünlüğüne bağlıdır. Bu bilgiler tarafımızca sorgulanarak, gerektiği takdirde AHLATCI yönetimi ile tartışılarak revize edilmiş ve çalışmamızda yer almıştır. PwC, bu çalışma kapsamında AHLATCI'ya ait mali tabloları ve diğer bilgileri denetlememiştir. Dolayısıyla bu raporda yer alan mali tablolar konusunda herhangi bir görüş bildirilmemektedir.

Rapora İlişkin Genel Bilgiler (2/3)

Raporun Kullanımı

Bu rapor sadece AHLATCI yönetimi için; Şirket'in sahip olduğu İmtiyaz Sözleşmeleri'nin değerlerinin tahmin edilmesi amacıyla hazırlanmıştır. Aksi belirtilmediği sürece, PwC, bu raporun ve/veya yazışmaların AHLATCI yönetimi, Sermaye Piyasası Kurulu ve Şirket'in bağımsız denetçileri dışında şahıs ve kurumlar tarafından kullanımından doğabilecek hiçbir sorumluluğu kabul etmemektedir. Bu konuda PwC onay verse dahi, raporun muhatabı AHLATCI yönetimi olarak kalacaktır. *Rapordaki bilgiler hiçbir şekilde geleceğe yönelik bir vaat olarak veya geleceği yansıtmak amacıyla hazırlanmamıştır. Her koşulda, şahısların ve kurumların kendi piyasa analizlerini ve özel incelemelerini yapmaları tavsiye edilmektedir.*

Fonksiyonel Para Birimi

Sistem kullanım bedelinin ("SKB"), başlıca gider kalemlerinin ve yatırım harcamalarının TL bazlı hesaplanması sebebiyle değerlendirme çalışmasında fonksiyonel para birimi olarak TL dikkate alınmıştır.

Değerlemede Kullanılan Yöntemler

Değerleme çalışmasında Gelir Yaklaşımı yöntemi dikkate alınmıştır.

Gelir Yaklaşımı: İndirgenmiş Nakit Akımları ("İNA")

Bu yöntemde İmtiyaz Sözleşmeleri'nin değeri, projeksiyon döneminde ve devam eden dönemde yaratılması beklenen nakit akımlarının, değerlendirme tarihine indirgenmesi ile elde edilmektedir. *Gelir Yaklaşımı kapsamında Şirket yönetimi ve danışmanları tarafından sağlanan iş planları ve nakit akımı tahminleri dikkate alınmıştır.*

İNA çalışması kapsamında AHLATCI'nın gelir/giderini, kurumlar vergisi yükünü, yatırımlarını ve işletme sermayesi ihtiyacını öngören indirgenmiş nakit akımı modelleri hazırlanmıştır. İNA hesaplamasında Şirket yönetiminin sağladığı bilgiler esas alınmıştır. İNA çalışması kapsamında, AHLATCI'nın sahip olduğu Doğal Gaz Dağıtım Şirketleri'nin, lisans tarihlerinin sonuna kadar gelecekte yaratması beklenen nakit akımları, Doğal Gaz Dağıtım Şirketleri'nin risk profiline uygun bir iskonto oranı kullanılarak değerlendirme tarihine indirgenmiştir.

Rapora İlişkin Genel Bilgiler (3/3)

Bağımsızlık

PwC ile bu projede çalışan danışman ve yöneticileri, Doğal Gaz Dağıtım Şirketleri'nin satış ya da olası herhangi bir işleminden hiçbir maddi çıkar gözetmemektedir. Aynı şekilde, PwC'nin bu değerlendirme çalışması için alacağı ücret, bu değerlendirme çalışmasının sonuçlarına bağlı değildir. PwC'nin AHLATCI ile doğrudan ve dolaylı olarak sermaye ve yönetim ilişkisi bulunmamaktadır.

Şirket'in yöneticileri ve çalışanları bu çalışmanın sonucunu etkileyebilecek konumdadırlar. Bu nitelikteki olası etkiler benzer değerlendirme çalışmalarında da görülmektedir. PwC, bu etkinin en aza indirgenmesi için aşağıdaki adımları uygulamaktadır:

- Bu çalışmada yer alan PwC danışmanları ve yöneticileri bağımsızlıklarını korumaktadır,
- Bu çalışmada kullanılan varsayımlar ve tahminler mümkün olduğunca Şirket yönetimi ile üzerinde tartışılarak kullanılmıştır.

Çalışma İncelenirken Dikkate Alınması Gereken Konular (1/4)

İş Planı ve Geçmiş Finansallar

Çalışmamız kapsamında geçmiş yıl analizinde 2019 – 2021 yılları arasında **Vergi Usul Kanunu'na (VUK)** göre hazırlanmış mali tablolar ile 2019-2038 yılları arasındaki operasyonel göstergeler dikkate alınmıştır. Değerleme çalışmasında kullanılan varsayımlar ve tahminler AHLATCI yönetimi tarafından sağlanan, Doğal Gaz Dağıtım Şirketlerinin lisans sürelerini kapsayan iş planına dayanmakta olup bu iş planı tahminleri Şirket yönetimi ve danışmanları ile mümkün olduğunca tartışılmıştır. Çalışmamız kapsamında Finansal Eksen Bağımsız Denetim ve Danışmanlık A.Ş. tarafından bağımsız denetimden geçmiş, TFRS'e hükümlerini uygun geçmiş mali tablolar incelenmiş ancak dikkate alınmamıştır.

İmtiyaz Sözleşmeleri, AHLATCI'nın değişen oranlarda kontrolü eline bulunduran hisselerle sahip olduğu, aşağıdaki illerde doğalgaz dağıtım imtiyazına sahip şirketler (Doğal Gaz Dağıtım Şirketleri) tarafından kullanılmaktadır:

- Eneya Aksaray Gaz Dağıtım A.Ş. (Aksaray)
- Eneya Aydın Gaz Dağıtım A.Ş. (Aydın)
- Eneya Erzincaan Gaz Dağıtım A.Ş. (Erzincaan)
- Eneya Konya Gaz Dağıtım A.Ş. (Konya)
- Eneya Kapadokya Gaz Dağıtım A.Ş. (Kapadokya)
- Eneya Karaman Gaz Dağıtım A.Ş. (Karaman)
- Eneya Denizli Gaz Dağıtım A.Ş. (Denizli)
- Eneya Ereğli Gaz Dağıtım A.Ş. (Ereğli)
- Eneya Antalya Gaz Dağıtım A.Ş. (Antalya)

Tarife Dönemleri Varsayımları (2022 - 2038)

Doğal Gaz Dağıtım Şirketleri, 2021 yılı itibarıyla EPDK tarafından 2017 yılında belirlenen tarifelere tabi olup sistem kullanım bedelleri her yıl, ilgili yılın TÜFE oranına göre değişmektedir. Şirket ile yaptığımız görüşmelerde 2022 ortası itibarıyla mevcut tarifenin sona ereceği ve EPDK tarafından belirlenen tarife hesaplama mekanizması doğrultusunda yeni tarifeye geçileceği bilgisi tarafımıza verilmiştir. Çalışmamızda yeni tarifeye yönelik 2022 yılından itibaren bazı varsayımlar üzerinden ilerlenmiştir. *Belirli varsayımlar altında tahmin edilen yeni tarife mekanizması EPDK tarafından Doğal Gaz Dağıtım Şirketleri için ayrı ayrı belirlenecek tarifeden farklılık gösterebilecektir.*

Tüketim Eşiği: EPDK'nın sistem kullanım bedeli tarifeleri hesaplamasında kullandığı değişkenler ve tüketim miktarı eşiğinde değişiklikler yapması halinde, Şirket'in mevcut marjları önemli şekilde etkilenebilir.

Çalışma İncelenirken Dikkate Alınması Gereken Konular (2/4)

Tarife Dönemleri Varsayımları (2022 - 2038) (Devam)

Abone Sayısı: Şirket tarafından paylaşılan gaz kullanıcı adetleri öngörülerine göre abone sayıları tahmin edilmektedir. Abone sayılarındaki değişim oranı, işletme giderlerine uygulanan büyüme faktörünü ve tüketim miktarını etkilemekte ve tarife üzerinde değişikliklere sebep olabilmektedir.

Düzenlenmiş Varlık Tabanı (DVT): DVT değeri her tarife dönemi başında dağıtım şirketleri ve EPDK tarafından yapılan hesaplama ve analizler doğrultusunda belirlenmektedir. Doğal Gaz Dağıtım Şirketleri'nin tarife hesaplamasında kullanılan 2022 başlangıç DVT değerleri için Şirket tarafından hesaplanan düzeltme dahil DVT tutarları kullanılmıştır.

Reel makul getiri oranı ("RMGO"): Tarife dönemine yönelik getiri oranı ("RMGO") 30 Haziran 2022 itibarıyla geçerli olmak üzere EPDK tarafından %12,427 olarak açıklanmıştır. EPDK tarafından bu getirinin bileşenleri açıklanmamaktadır. Değerleme çalışması kapsamında kullanılan indigeme oranı (AOSM) metodolojisi ile paralel olarak RMGO'nun lisans süresinin bitimine kadar değişmeyeceği varsayılmıştır. Ancak RMGO üzerinde duyarlılık analizi yapılarak, olası değişimin değer üzerindeki etkisi sunulmuştur.

Verimlilik: EPDK'nın tarife hesaplamalarında kullandığı işletme giderlerine uygulanan verimlilik parametresindeki değişiklikler, şirketlerin mevcut marjlarını etkileyebilir. Çalışmada verimlilik artış oranı %1,0 olarak kullanılmıştır.

Güvence Bedeli Depozitoları

Tutarları EPDK tarafından belirlenen güvence bedeli depozitoları (2022 yılı itibarıyla ısınma için merkezi sistemde 650 TL, kombide ise 733 TL, ocak/sofben için ise 125 TL), dağıtım şirketleri tarafından ortalama iki aylık tüketim karşılığına denk gelecek şekilde serbest olmayan müşterilerden tahsil edilmektedir. Güvence bedeli depozitoları, Doğal Gaz Dağıtım Şirketleri için önemli bir fon kaynağı oluşturmaktadır. Değerleme çalışmaları kapsamında, güvence bedeli depozitoları aşağıdaki sebeplerden dolayı *işletme sermayesi kalemi olarak düşülmektedir*:

- Güvence bedeli depozitoları, Türkiye'de gaz dağıtım sektöründeki her yatırımcı için sürdürülebilir, faizsiz, işletme sermayesi finansmanı kaynağıdır,

- Mevcut mevzuat uyarınca, güvence bedeli depozitolarının geri ödemelerine yönelik kesin bir düzenleme bulunmamaktadır. Değerleme çalışması kapsamında, Doğal Gaz Dağıtım Şirketleri'nin projeksiyon dönemi boyunca toplayacakları güvence bedeli depozitolarını lisans dönemi sonunda abonelere geri ödeyecekleri varsayılmaktadır. Geri ödenecek tutar tahmin edilirken iş planları dönemi boyunca atacak güvence bedelleri tahmini TL enflasyon oranında düzeltilerek dikkate alınmıştır.

DVT Düzeltmeleri

Doğal Gaz Dağıtım Şirketleri'nin DVT değerlerine her tarife döneminin sonunda düzeltmeler uygulanmıştır. İlgili dönemde Doğal Gaz Dağıtım Şirketleri'nin bağlantı gelirleri ve münferit hat gelirlerinin toplamı, servis hatlı ve münferit hat yatırım tutarlarından yüksek ise kalan tutar DVT değerinden düşülmekte, düşük ise kalan tutar DVT değerine eklenmektedir. *Münferit Hat ve Servis Hattı yatırımları DVT hesaplamasında yatırım bileşeni içerisinde yer almamaktadır.*

Çalışma İncelenirken Dikkate Alınması Gereken Konular (3/4)

İmtiyaz Süresi Sonunda Tahmini DVT Değeri

Doğal Gaz Dağıtım Şirketleri'nde sabit kıymetler, *mevcut düzenlemelere göre dağıtım şirketlerine aittir*. Mevcut yönetmelik uyarınca, imtiyaz süresinin bitiminde sabit kıymetler başka bir şirket tarafından ekonomik değerleri üzerinden satın alınabilir. Bununla birlikte, imtiyaz süresinin bitimi itibarıyla mevcut sabit kıymetlerin ekonomik değerlerini hesaplamak için uygun yöntemle yönelik belirsizlikler bulunmaktadır. Bu nedenle, sabit kıymetlerin ekonomik değerlerinin belirlenmesinde imtiyaz dönemi sonunda amortize olmamış tutar dikkate alınmıştır. Belirlenen varlık tabanı değeri imtiyaz süresinin bitiminde elden çıkarılarak, lisans döneminin sonunda nakit girişi olarak değerlendirilmektedir.

Yatırım Harcaması

Doğal Gaz Dağıtım Şirketleri'nin imtiyaz süresince doğal gaz dağıtım hatlarının genişletilmesi ve boru hatlarının kurulumuna ilişkin olarak önemli miktarda sermaye harcaması yapacakları öngörülmektedir. EPDK tarafından yapılan düzenlemeye göre, Doğal Gaz Dağıtım Şirketleri'nin mevcut duran varlıklarını 22 yıl süre ile amortismanına tabi tutacağı öngörülmektedir. *Dağıtım hattının genişletilmesi ve boru hatlarının kurulumunda ilgili mercilerden gerekli onayların alınması veya başka sebeplerden kaynaklanan herhangi bir gecikme yatırım harcamalarının gecikmesine, öngörülen maliyetlerinin artmasına sebep olabilir.*

Doğal Gaz Maliyeti

Çalışma kapsamında, 2022 yılı birim doğalgaz alım maliyeti, BOTAŞ tarafından açıklanan 7 aylık tarife tutarları ve geri kalan 5 aylık tarife tahminlerinin ağırlıklı ortalaması dikkate alınarak hesaplanmıştır. 2023 – 2027 yılları arasında tahmin edilen doğal gaz alım maliyetleri IMF'nin Avrupa Bölgesi için dolar bazlı fiyat değişim tahminlerinin, 2022 dolar bazlı birim doğal gaz alım maliyetine uygulanması ve her yılın ortalaması kur tahmini ile çarpılması sonucunda tahmin edilmiştir. 2027 sonrası için ise Dünya Bankası'nın uzun vadeli doğal gaz fiyatı tahmini ve USD/TL kur tahminleri dikkate alınmıştır.

Net İşletme Sermayesi (NIS)

Değerleme çalışması kapsamında, 2019-2021 yılları arasında gerçekleşen bakiyeler incelenerek ortalama gün sayıları hesaplanmış ve Doğal Gaz Dağıtım Şirketleri'ne ait net işletme sermayesi bakiyeleri tahmin edilmiştir. *Net işletme sermayesi bakiyeleri hesaplanırken, diğer dönen varlıklar içerisindeki devreden KDV ve peşin ödenen vergiler, ve diğer cari yükümlülükler içerisindeki gider tahakkukları ve dönem karı vergi karşılıkları dikkate alınmamıştır.*

2022 yılı Finansal Tahminleri

Çalışma kapsamında, Doğal Gaz Dağıtım Şirketleri'nin değerlerini gelecek beklentilerini ve tarife etkilerini daha doğru yansıttacağı öngörüsü ile en doğru şekilde yansıtmak amacıyla gelir yaklaşımı kullanılmıştır. 2022 yılı için tahmin edilen indirgenmiş nakit akımı kalemleri, yıllık tahminlerden, 3 aylık gerçekleştirmeler çıkarılarak 9 aylık dönem tahminleri üzerinden hesaplanmış ve değerlemelerde kullanılmıştır.

Çalışma İncelenirken Dikkate Alınması Gereken Konular (4/4)

Münferit Hat Gelirleri

Münferit hat gelirleri, müşteriler ile yapılan sözleşmelerde anlaşılan karlılık oranları üzerinden belirlenmektedir. Şirket münferit hat yatırımları ile ilgili gelirlerin, yatırım maliyetlerine ortalama %50' oranında bir karlılık uygulanarak elde edildiğini belirtmiştir. Ancak müşteriler ile yapılan münferit hat sözleşmelerinde, yatırımın içeriğine ve müşteri ile yapılan anlaşmaya istinaden farklı oranlar uygulanabilmektedir.

Diğer Gelirler (Bağlantı, Re-Aktivasyon, Proje Onay)

Doğal Gaz Dağıtım Şirketleri'nin bağlantı gelirleri, EPDK tarafından belirlenen abone bağlantı bedeli üzerinden hesaplanmaktadır. Tarife hesabında tespit edilen gelir gereksinimlerinden düşülen proje onay ve re-aktivasyon gelirleri de EPDK'nın belirlediği üst bedel tutarları üzerinden tahmin edilmektedir. Doğal Gaz Dağıtım Şirketleri'nin lisans süreleri boyunca elde edeceği bağlantı, proje onay ve re-aktivasyon gelirleri, her yılın ücret tutarına bir önceki yılın yıl sonu TL enflasyon oranları uygulanarak hesaplanmıştır.

Güvence Bedeli Değer Artışları

İş planı dönemini boyunca doğalgaz abone sayısındaki artışa paralel reel olarak artması beklenen güvence bedelleri, aynı zamanda her dönem için TL enflasyon oranında güncellenerek dikkate alınmaktadır. Güvence bedeli yükümlülüklerinin enflasyona endekslenerek artırılması nedeniyle oluşan gayri-nakdi giderler Doğalgaz Dağıtım Şirketleri için kurulanmış iş planları içerisinde FAVÖK içerisinde gösterilmemektedir. Söz konusu artış gayri-nakdi olması göz önünde bulundurularak, işletme sermayesi değişim tahminlerine de dahil edilmemiştir. Ancak, söz konusu yeniden değerlendirilen FVÖK üzerinden hesaplanan kurulumlar vergisi üzerindeki etkisi, kurulumlar vergisi hesaplamasında ayrıca dikkate alınmıştır.

Değerleme Yöntemi ve Değer İçeriği

İmtiyaz Sözleşmeleri değerlendirme çalışmalarında sadece Gelir Yaklaşımı'ndan faydalanılmıştır. Bu yöntemle göre, Doğal Gaz Dağıtım Şirketleri'nin faaliyet dönemleri boyunca elde edecekleri öngörülen nakit akımları tahmin edilmiş ve uygun bir iskonto oranı ile değerlendirme tarihine indirgenmiştir. Tarife metodolojisi ile getirisi sistem kullanım bedeli üzerinden elde edilemeyecek DVT tutarının faaliyet dönemi sonunda nakde çevileceği esas alınmaktadır. Ayrıca faaliyet dönemi boyunca yeni aboneler üzerinden hesaplanan güvence bedellerinin de imtiyaz dönemi sonunda nakit çıkışına var olacağı dikkate alınmaktadır. İmtiyaz Sözleşmeleri için tahmin edilen değerler, tarife metodolojisinin kurgusundan dolayı doğal gaz dağıtım lisansı ve değerlendirme tarihi itibarıyla Doğal Gaz Dağıtım Şirketleri'nin faaliyetlerinde kullandıkları sabit kıymetlerin toplam değerini içerecek şekilde olmaktadır. Gelir Yaklaşımı kapsamında kurulan indirgenmiş nakit akımı modellerinden elde edilen sonuçlardan değerlendirme tarihi itibarıyla Doğal Gaz Dağıtım Şirketleri'nin net işletme sermayesi pozisyonları da düşülerek İmtiyaz Sözleşmeleri'nin değerleri tahmin edilmektedir.

Değerleme çalışmasında Piyasa Yaklaşımı dikkate alınmamıştır. İmtiyaz Sözleşmeleri'nin kendilerine özgü dinamikleri (yatırım miktarı, başlangıç DVT, kalan imtiyaz süresi, vb.) diğer dağıtım bölgeleri ile karşılaştırılabilir olmalarının önüne geçmektedir. İmtiyaz Sözleşmeleri için sunulan değerlendirme sonuçları, AHLATCI'nın Doğal Gaz Dağıtım Şirketleri'ndeki sahiplik oranlarından bağımsız olarak %100 varlık değeri seviyesinde sunulmaktadır.

Çalışma Özeti

Ahlatıcı Doğal Gaz Dağıtım Enerji ve Yatırım A.Ş.
PwC

Gizli ve Özel

17 Ağustos 2022
11



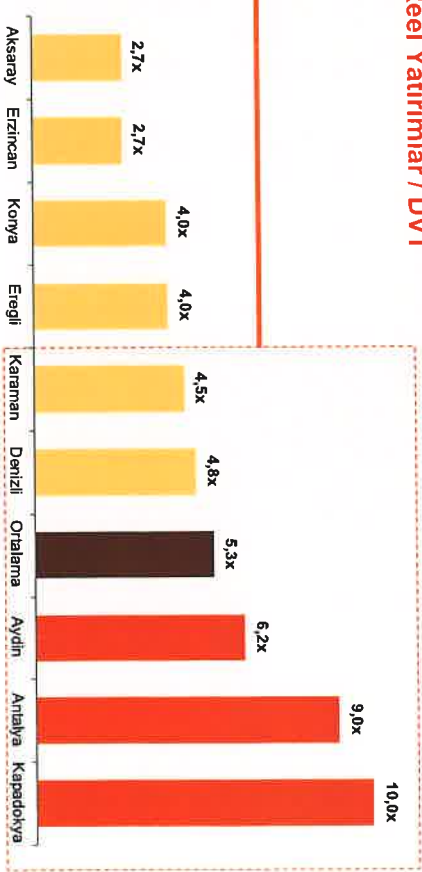
Değerleme Sonuçları

Değerleme çalışması sonucunda AHLATCI'nın sahip olduğu İmtiyaz Sözleşmelerinin toplam değerinin **4,1 milyar TL** ile **4,8 milyar TL** aralığında olduğu tahmin edilmiştir.

İmtiyaz Sözleşmeleri Değer Tahminleri (m TL)

Bölge	Yüksek	Baz	Düşük	İmtiyaz Değeri / DVT (X)*
Kapadokya	281	254	228	3.6x
Aydın	744	695	647	3.1x
Karaman	179	166	154	3.0x
Antalya	1,106	1,036	967	2.9x
Denizli	693	646	599	2.9x
Ereğli	123	115	107	2.7x
Aksaray	252	232	213	2.6x
Ezircan	328	302	277	2.4x
Konya	1,080	995	911	2.3x
Toplam	4,784	4,443	4,103	2.8x

Reel Yatırımlar / DVT



Değerlemenin Amacı & Yöntemler

Değerleme çalışmasının amacı 31 Mart 2022 tarihi itibarıyla AHLATCI'nın sahibi olduğu Doğal Gaz Dağıtım Şirketleri'nin faaliyetlerinden kullandıkları İmtiyaz Sözleşmeleri'nin değerlerinin tahmin edilmesidir. Çalışma kapsamında Gelir Yaklaşımı ana değerlendirme yöntemi olarak kullanılmıştır. İNA çalışması kapsamında Doğal Gaz Dağıtım Şirketleri'nin 2022 yılı itibarıyla yeni tarife dönemine geçeceği varsayımı ile gelecekte yaratılması beklenen nakit akımları dikkate alınmıştır.

Değerleme çalışması sonuçlarının yorumlanmasında aşağıdaki bulguların da dikkate alınması gerekmektedir:

- Kapadokya başlangıç DVT'sine göre en yüksek miktarda yatırım yapacak bölge olduğu için (10.0x) İmtiyaz Sözleşmesi Değeri/DVT çarpanı en yüksek bölge olarak ön plana çıkmaktadır. Kapadokya aynı zamanda bütün bölgeler arasında yatırımlarının orta noktasının değerlendirme tarihine uzaklığı açısından en yakın 4. bölgedir. Yatırım hızı sistem kullanım bedelinin artış hızını da belirlediği için değerlerin oluşmasında önemli bir etkenidir.
- İmtiyaz Sözleşmesi Değeri/DVT çarpanı en yüksek ilk beş bölge, aynı zamanda DVT'sine göre en yüksek miktarda yatırım harcaması yapması planlanan ilk beş bölgedir.
- Başlangıç DVT'si sınırlı olan bölgeler (tüketim çarpanı ya da mutlak tutar olarak) daha yüksek İmtiyaz Sözleşmesi Değeri/DVT çarpanı getirmektedir. Aydın ve Antalya yüksek DVT'ye sahip olmalarına rağmen, yüksek miktarda yatırım (Kapadokya'dan sonra DVT'ye oranlar 2. ve 4. bölgeler) önemli seviyede güvence bedeli faydasından (yüksek abone sayısı artışı) destek almaktadırlar.
- En yüksek DVT tutarına sahip olan, DVT'sine oranla ortalama altı yatırım bütçeleyen ve abone sayısında sınırlı gelişim beklenen Konya, İmtiyaz Sözleşmesi Değeri/DVT çarpanı olarak en düşük seviyede kalmış bölgedir.

(*) Doğal Gaz Dağıtım Şirketleri'nin düzeltme sonrası 2022 yılı başlangıç düzenlenmiş varlık tabanları (DVT) ve baz değer tahminleri dikkate alınarak hesaplanmıştır.

Kaynak: Şirket Yönetimi, PwC Analizi

Ahlatıcı Doğal Gaz Dağıtım Enerji ve Yatırım A.Ş.

Gizli ve Özel

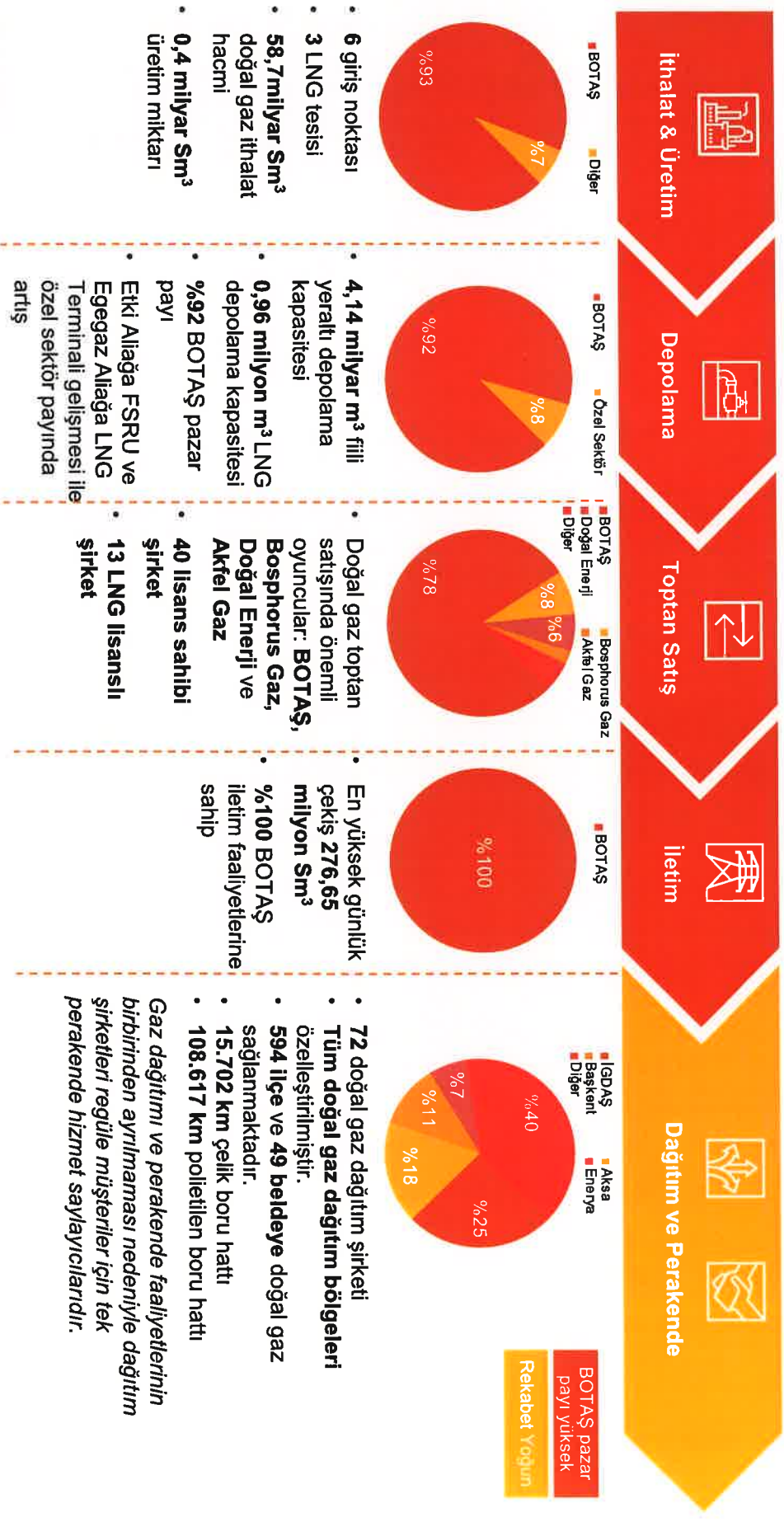
PwC



Doğalgaz Piyasası ve AHLATCI

Doğalgaz Piyasası ve AHLATCI	13
1 AHLATCI	24
2 Genel Görünüm	25

Değer Zinciri



Kaynak: EPDK

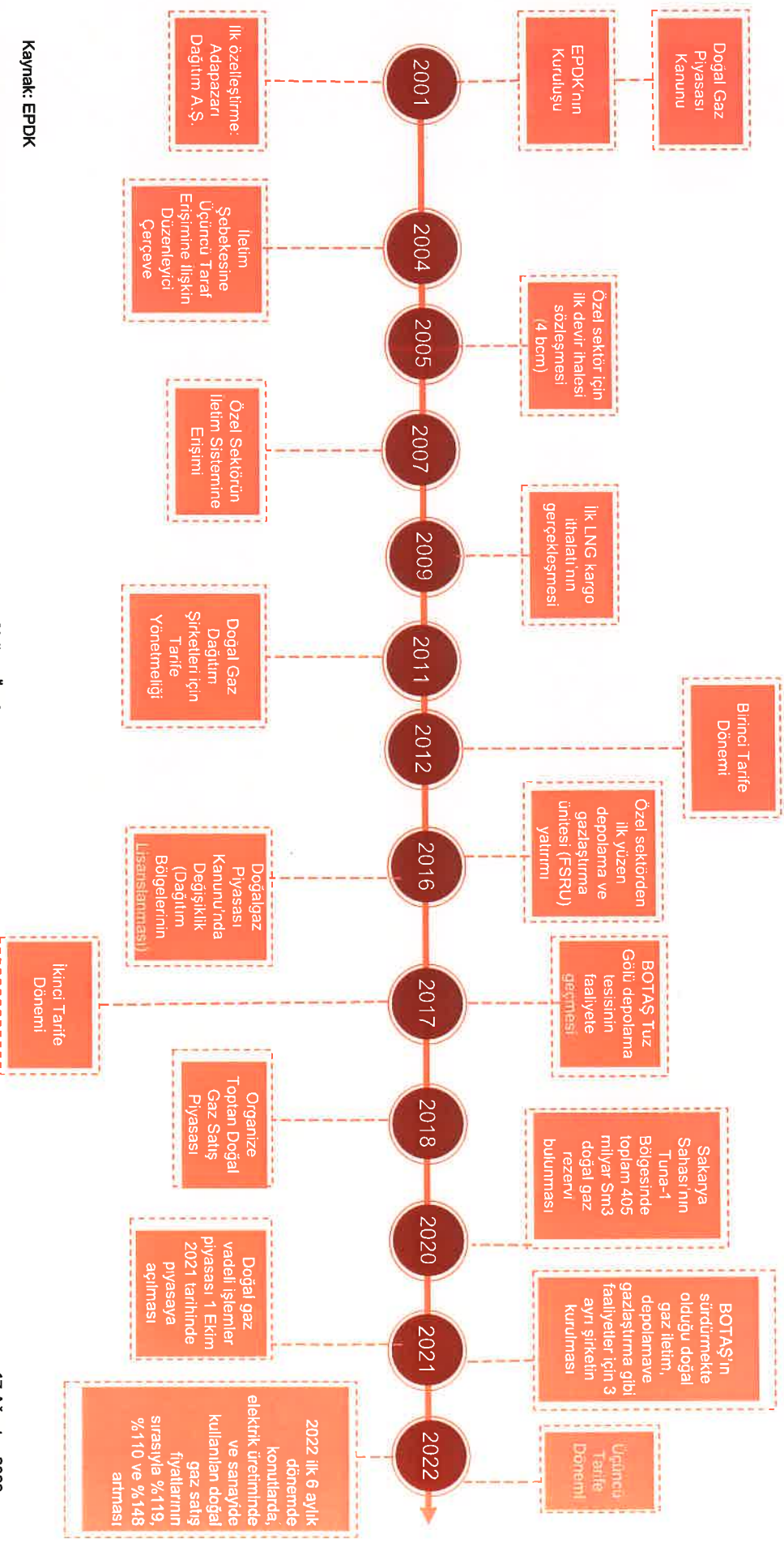
Ahlatıcı Doğal Gaz Dağıtım Enerji ve Yatırım A.Ş.
PwC

Gizli ve Özel

17 Ağustos 2022

Tarihsel Gelişim

Doğal gaz piyasasında özelleştirme 2002 yılında başlamış olup en büyük il İstanbul'un yönetimi özelleştirilmiştir. Türkiye'de bulunan 72 doğal gaz dağıtım şirketinin tamamı özelleştirilmiştir.



Kaynak: EPDK

Ahlatıcı Doğal Gaz Dağıtım Enerji ve Yatırım A.Ş.
PWC

Giriş ve Özel

17 Ağustos 2022

İthalat ve Üretim

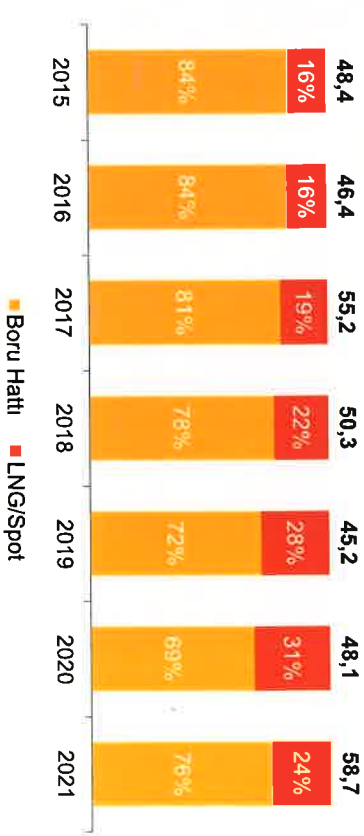
Mevcut sözleşmeler ile garanti altına alınan hacim ile piyasaya çekilip kullanıma sunulan hacim eşit olmamakla birlikte, bu durum arz-talep dengesi açısından oldukça önemlidir. Ortaya çıkabilecek bir talep fazlalığı durumunda gaz tedariki sağlanabilecek potansiyel kaynakların bulunması özellikle arz güvenliği bakımından önem taşımaktadır.

Orta ve Uzun Dönem Doğal Gaz Kontratları

İthalatçı	Ülke	Hat / Giriş Noktası	Tür	Başlangıç	Bitiş Tarihi	Kontrat Miktarı (bcm/yr)
BOTAŞ	Rusya	Türk Akım	Boru Hattı	1998	Aralık 2021	4,0
Avasya Gaz	Rusya	Türk Akım	Boru Hattı	2009	Aralık 2021	0,5
Bosphorus Gaz	Rusya	Türk Akım	Boru Hattı	2009	Aralık 2021	0,8
Enero Enerji	Rusya	Türk Akım	Boru Hattı	2009	Aralık 2021	2,5
Shell Enerji	Rusya	Türk Akım	Boru Hattı	2009	Aralık 2021	0,3
BOTAŞ	Nijerya	M Ereğlisi	LNG	2019	Ekim 2021	1,3
BOTAŞ	Cezayir	M Ereğlisi	LNG	1984	Ekim 2024	4,4
BOTAŞ	Rusya	Mavi Akım / Durusu	Boru Hattı	2003	Aralık 2025	16,0
BOTAŞ	İran	Gütblük	Boru Hattı	2001	Temmuz 2026	9,6
BOTAŞ	Azerbaycan	TANAP	Boru Hattı	2018	Temmuz 2033	6,0
Akfel Gaz	Rusya	Türk Akım	Boru Hattı	2012	2043	2,3
Bat Hattı	Rusya	Türk Akım	Boru Hattı	2013	2043	1,0
Bosphorus Gaz	Rusya	Türk Akım	Boru Hattı	2013	2043	1,8
Kibar Enerji	Rusya	Türk Akım	Boru Hattı	2013	2043	1,0
BOTAŞ (Spot)	Azerbaycan	Türk Akım	Boru Hattı	2022	Aralık 2024	6,0
BOTAŞ (Spot)	Azerbaycan	Türk Akım	Boru Hattı	2022	Aralık 2024	6,0

9,3 bcm: Faal Değil 48 bcm: Faal! Ocak 2022 itibarıyla faal kontratlar gösterilmektedir.

Türkiye Doğal Gaz İthalatının Dağılımı (Milyar Sm³)



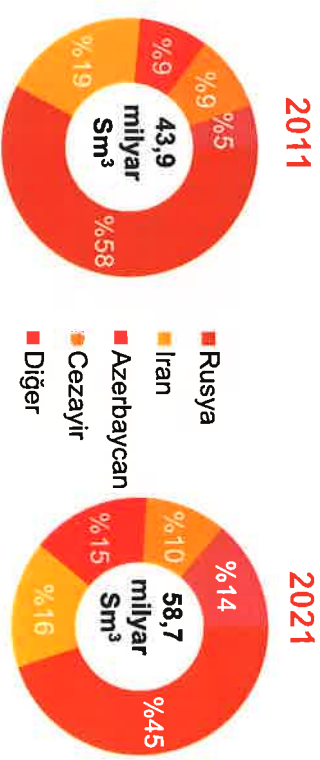
Türkiye'deki Doğal Gaz İthalat Bölgeleri (2021, Milyar Sm³)

Giriş Noktası	İthalat Miktarı	Pay
1 Durusu	16,37	%28
2 Kıyıkoy	9,97	%17
3 Gütblük	9,64	%16
4 Marmara Ereğlisi	6,70	%10
5 Seyitgazi	5,32	%11
6 Egegaz LNG	4,91	%10
7 Türkçözü	4,18	%9
8 Eki FSRU	3,01	%6
9 Dörtyol FSRU	1,31	%3



Türkiye'nin coğrafi konumu itibarıyla Avrupa ve Ortadoğu arasındaki enerji hattı üzerinde bir geçiş ülkesi olma potansiyeli bulunmaktadır.

Doğal Gaz İthalatının Ülkelere Göre Dağılımı (%)



Kaynak: EPDK, BOTAŞ, Gazbir

Ahlatıcı Doğal Gaz Dağıtım Enerji ve Yatırım A.Ş.

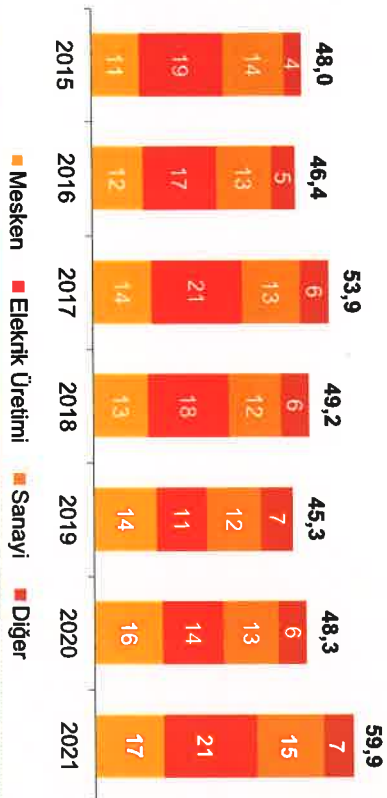
PwC

Gizli ve Özel

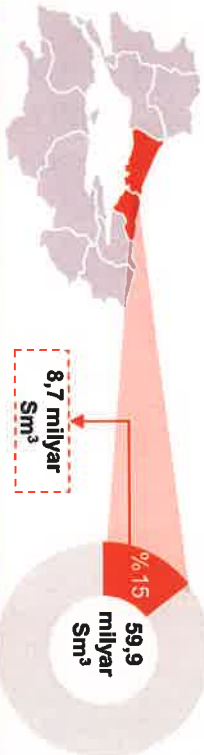
Doğal Gaz Tüketimi

Türkiye’de 2021 yılında tüketim **%24 artarak 59,9 milyar Sm³** olarak gerçekleşmiştir. Artışın başlıca sebebi artan elektrik talebi ile doğal gazla elektrik üreten santrallerin tüketiminin ve artan sanayi üretimi ile sanayide kullanılan doğal gaz miktarındaki artıştır. Ayrıca, artan abone sayıları ile birlikte meskenlerde de doğal gaz tüketimi artmıştır.

Türkiye Doğal Gaz Tüketiminin Sektörlere göre Dağılımı (Milyar Sm³)



İstanbul’da Doğal Gaz Tüketimi (2021, Milyar Sm³)¹



	%56,5	Mesken
	%19,6	Elektirik Üretimi
	%7,3	Sanayi
	%16,5	Hizmet

Kaynak: EPDK

Ahlatıcı Doğal Gaz Dağıtım Enerji ve Yatırım A.Ş.
PWC

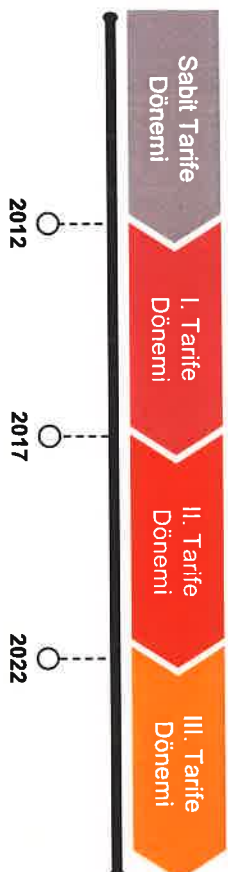
Gizli ve Özel

Doğal Gaz Satışının Dağılımı - İlk 10 Dağıtım Şirketi (2021, Milyon Sm³)²

Bölge/il	Ana Operatör	Dağıtım Şirketi	Satış Miktarı (Milyon Sm ³)	Oran (%)
İstanbul		İGDAŞ	6.999	%25,3
Ankara		Torunlar (Başkent)	3.012	%10,9
İzmir		Kolin	1.201	%4,3
Bursa		Socar, Çalık	1.049	%3,8
Kocaeli		Zorlu Enerji	906	%3,3
Trakya		Palmet	842	%3,0
Çukurova		Aksa	786	%2,8
Bilecik		Aksa	718	%2,6
Konya		Enerya	659	%2,4
Kocaeli		Palmet	647	%2,3
Toplam İçerisindeki Payı				%61

Nihai tarife yapısı ve sistem kullanım bedeli, tahmini gelir gereksinimi ve tüketim seviyesine göre belirlenmektedir.

Doğal Gaz Dağıtım Tarife Belirleme Süreci



Tarife Belirleme Süreci

- Tarife önerilerinin hazırlanmasına esas olan belgenin EPDK'dan talep edilmesi
- Şirketin tarife önerilerinin ve tarife tablolarının EPDK'ya sunulması
- Tarife önerileri ve finansal tabloların EPDK tarafından incelenmesi

Tahmin Edilen Tüketim

Gelir Gereksinimi

Dağıtım şirketi, her bir tüketim kademesi için gerçekleşmelere dayalı tüketim tahminlerini EPDK'ya sunmaktadır.

Tüketim kademelerinde tahmin edilen ve gerçekleşen yıllık satışlar arasında +/- %7 oranında bir fark gerçekleşmesi halinde, EPDK mevcut tarifiyi değiştirme hakkına sahiptir.

Gerçekleşen Tüketim

Sistem Kullanım Bedeli

Gelir gereksinimini bileşenleri her bir tüketim kademesi için sistem kullanım bedeline yansıtılmaktadır.

Satışlar temel olarak hava şartları ile büyük oranda ilişkili olan mesken kullanıcılarının tüketiminden etkilenmektedir.

Tüketim Seviyeleri ve Sistem Kullanım Bedeli

EPDK tarafından belirlenen ve tüm doğal gaz dağıtım şirketleri için geçerli olan 5 farklı tüketim sınıfı bulunmaktadır. Sistem kullanım bedelleri de yanda gösterilen bu tüketim sınıflarına göre belirlenmektedir.

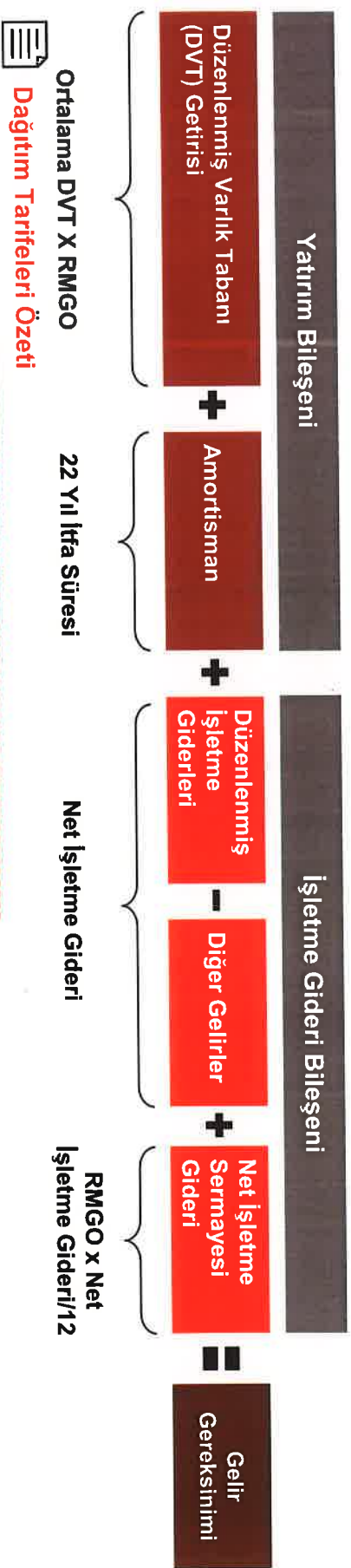
SKB 1	0-100k m ³
SKB 2	100,001-1m m ³
SKB 3	1,000,001-10m m ³
SKB 4	10,000,001-100m m ³
SKB 5	>100m m ³

- Yazışmalar, veri paylaşımı ve gerekli olması durumunda ek bilgi talebi
- EPDK ile yapılan görüşmeler neticesinde çalışmaların dağıtım şirketi tarafından tamamlanıp sunulması
- Her bir dağıtım şirketi için tarifelerin ayrı ayrı EPDK tarafından onaylanması

- Yazışmalar, veri paylaşımı ve gerekli olması durumunda ek bilgi talebi
- EPDK ile yapılan görüşmeler neticesinde çalışmaların dağıtım şirketi tarafından tamamlanıp sunulması
- Her bir dağıtım şirketi için tarifelerin ayrı ayrı EPDK tarafından onaylanması

Dağıtım Şirketlerinde Gelir Gereksinimi (1/5)

Geçir gereksinimi, dağıtım şirketinin yaptığı altyapı yatırımlarının ve katlandığı işletme giderlerinin karşılığını alabilmek için düzenleyici kurumdan talep ettiği gelir tutarıdır. Geçir gereksinimi, yatırım harcamaları ve işletme giderleri bileşenlerine göre belirlenmektedir.



Dağıtım Şirketlerinde Gelir Gerekсинimi (2/5) İşletme Gideri Bileşeni



Düzenlenmiş İşletme Giderleri

1 Temel İşletme Giderleri

Yıl t-3 Yıl t-2 Yıl t-1

2 Enflasyon Düzeltmesi

3 Geçmiş Dönem Büyümelerine İlişkin Düzeltmeler

4 İlave İşletme Giderleri

5 Gelecek Dönem Büyümelerine İlişkin Düzeltmeler

6 Verimlilik Faktörüne İlişkin Düzeltmeler

Diğer Gelirler

Net İşletme Sermayesi Gideri

Düzenlenmiş işletme giderleri, dağıtım şirketlerinin faaliyetlerini yürütebilmesi için yapılması zorunlu harcamaların toplamından oluşmaktadır. İşletme giderleri, gelir gerekсинimine dahil edilmek üzere tarife dönemi başında şirket yönetimi tarafından EPDK'ya bildirilmektedir. Düzenlenmiş işletme giderleri, enflasyon, düzeltmeler ve verimlilik faktörlerini dikkate alan tarife döneminden önceki son 3 yıl harcamalarını içermektedir.

1 Düzenlenmiş işletme giderleri hesaplamaları, tarife döneminin başlangıcından önceki son üç yılın işletme giderlerine dayanmaktadır.

3 Düzenlenmiş işletme giderlerinde geçmiş üç yılda gerçekleşen büyümler dikkate alınmaktadır. Önceki yıllara göre makul olmayan artışlar dikkate alınmamaktadır.

2 İşletme giderleri, her yıl için tarife dönemi başlangıcına göre endekslenmektedir.

4 Beklenmeyen, ilave işletme giderlerini dikkate almak adına EPDK tarafından normalize edilmiş işletme gideri eklenmektedir.

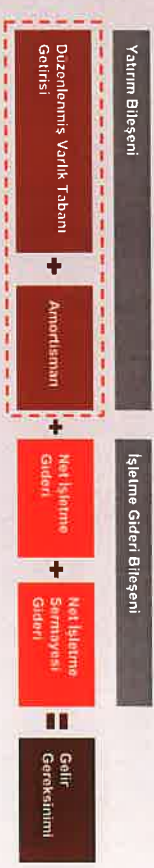
5 Gelecekte gerçekleşmesi beklenen büyümler dikkate alınarak bir düzeltme yapılmaktadır.

6 Doğal gaz dağıtım şirketlerinin verimliliğinin artırılması amacıyla EPDK tarafından belirlenen şirkete özel verimlilik faktörü uygulanmaktadır.

Geçmiş ve gelecek dönem büyümelerine ilişkin düzeltmeler için belirli unsurlardaki yıllık değişimlerin ağırlıklı ortalaması ile bir büyüme faktörü hesaplanmaktadır. Bu unsurların ağırlıkları EPDK tarafından belirlenmektedir.



Dağıtım Şirketlerinde Gelir Gereksinimi (3/5) Yatırım Bileşeni



Düzenlenmiş Varlık Tabanı Getirisi

Ortalama DVT (n yılı) x RMGO < Verimlilik Sonrası İşletme Giderleri x %20 → (MGT x (VSIg x 0,2))/2

Başlangıç DVT + Yatırım Harcamaları - Amortisman = Dönem Sonu DVT

Düzenlenmiş Gelir Tabanı (n yılı) = Ortalama (Başlangıç DVT + Bitiş DVT)



Amortisman

n yılına ait amortisman bedeli

Dağıtım şirketleri tarafından sunulan yatırım yatırım teklifleri ilgili mevzuat, öngörülen bağlantı bedeli geliri ve yatırım teklifi tutarının tarife etkisi dikkate alınarak **EPDK tarafından onaylanmakta** ve böylece dağıtım şirketleri için ilgili dönemin **yatırım tavanı** belirlenmektedir.

- **Tarife esas DVT**, her bir tarife yılı için tarife yılı **başlangıç ve dönem sonu DVT'nin ortalaması** alınarak hesaplanmaktadır. DVT getirisi, ortalama DVT'ye her tarife dönemi için EPDK tarafından açıklanan **reel makul getiri oranının** ("RMGO") uygulanması ile elde edilmektedir.
- Hesaplanan makul getiri tutarının, verimlilik parametresi uygulanmış işletme gideri bileşenleri toplamının **%20'sine** denk gelen tutardan daha düşük olması durumunda, söz konusu **iki tutarın ortalaması** ilgili tarife uygulama dönemine ilişkin toplam makul getiri tutarı olarak dikkate alınır.
- Tarife esas yatırım tutarı hesaplanırken, şebeke yatırım harcamalarından **vergi etkisinden arındırılmış bağlantı bedeli gelirleri** düşülmekte ve bu tutar DVT'ye eklenmektedir.
- EPDK sınıflandırmalarına göre DVT kapsamındaki yatırım harcamalarının ana kalemleri **dağıtım şebekesi yatırımları, şehir besleme hatları, fiziki olmayan yatırımlar ve diğer yatırımlardır**.

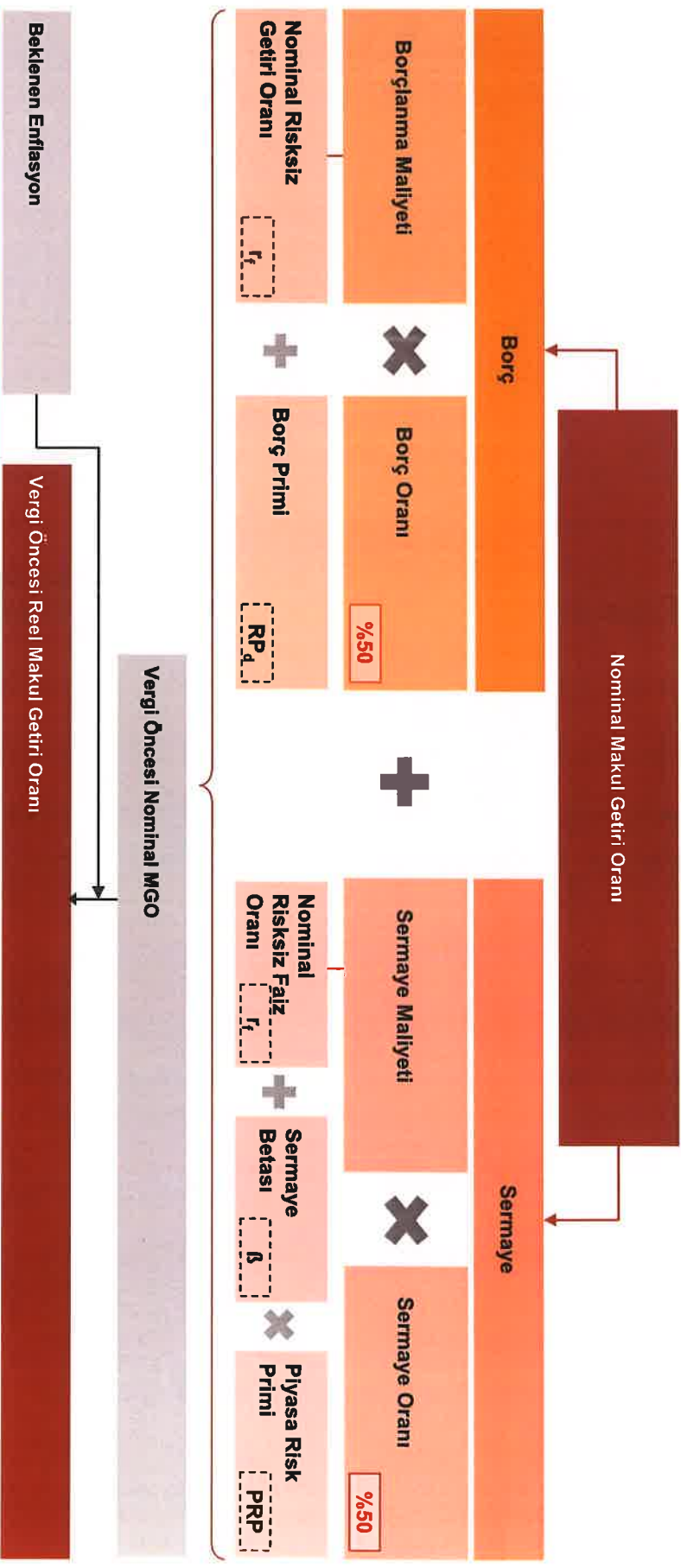
- Tarife dönemi içerisinde dağıtım şirketinin gerçekleştirdiği yatırımın, **yatırım tavanını aşması veya karşılamaması durumunda**, oluşan fark, bir sonraki uygulama dönemi için yeni tarife hesaplamasında dikkate alınır.
- EPDK, **bağlantı bedeli gelirinin** hizmet hattı/münferit hat yatırımları maliyetlerinin bir kısmını karşılayacağını dikkate almaktadır.
- 2017 yılında mevzuatta yer alan gelir gereksinimi hesaplaması güncellenmiş olup, **abone bağlantı bedeli ile hizmet hattı/münferit yatırımlar hesaplamadan çıkarılmıştır**.
- Bu giderler/gelirler, gelir gereksinimi projeksiyonlarının hesaplamalarının dışında tutulsa da, dağıtım şebekesi dahilinde gerçekleşen harcamalar olduklarından **DVT'ye tabi olmaya devam etmektedir**.

Vergi Düzeltmesi

Bağlantı bedeli gelirleri dağıtım şirketinin net satışlarına eklenmektedir ancak bağlantı hatlarının maliyeti gider olarak değerlendirilmekte ve bilançoda varlıklar altında yer almaktadır. Bu muhasebe düzenlemesinden kaynaklanan vergi etkisini ortadan kaldırmak için DVT'ye tabi bağlantı bedeline vergi düzeltmesi yapılmaktadır.

Dağıtım Şirketlerinde Gelir Gereksinimi (4/5) Yatırım Bileşeni – RMGO Detayı

Reel makul getiri oranı (RMGO) her tarife dönemi için EPDK tarafından açıklanmaktadır. Bu oran, yatırımcıların güvenilir bir getiri elde etmelerini sağlamalıdır. Mevcut tarife dönemine yönelik RMGO 30 Haziran 2022 itibarıyla geçerli olmak üzere %13,25 (düzeltilmiş %12,427) olarak açıklanmıştır. RMGO'nun ayrıntıları ve hesaplama metodolojisi EPDK tarafından açıklanmamaktadır. Bu şema gösterimsel olmakla birlikte, RMGO bileşenlerine ilişkin hesaplama detaylarını sunmaktadır.

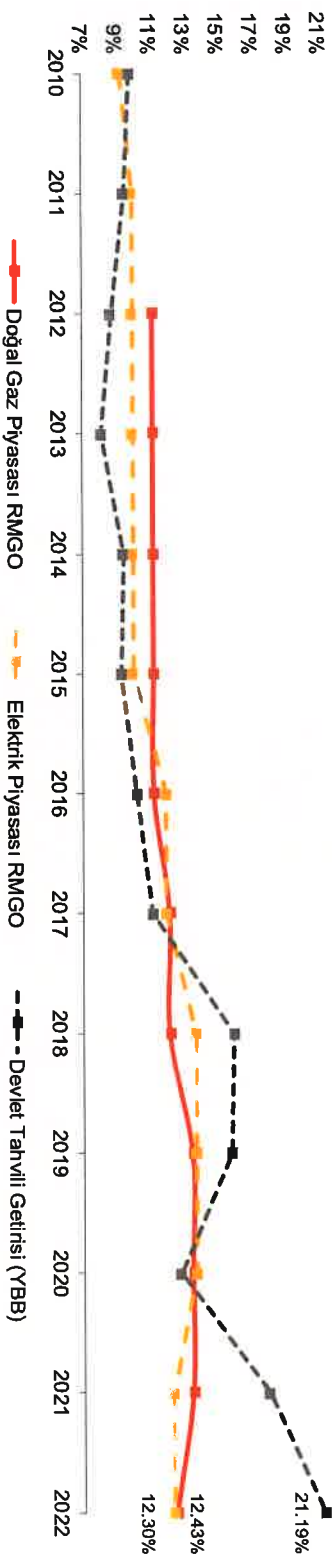


RMGO Düzeltmesi
RMGO ve ortalama DVT'nin ortak değerlendirilebilmesi için, vergi öncesi RMGO aşağıdaki düzeltmeye tabidir:
$$\text{RMGO}_{\text{(düzeltilmiş)}} = \frac{\text{RMGO}_{\text{(1+RMGO/2)}}}{1 + \text{Beklenen Enflasyon}}$$

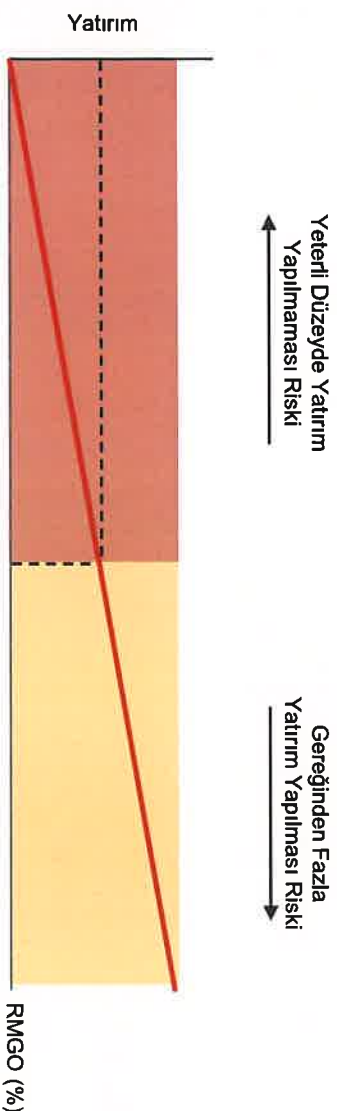
Dağıtım Şirketlerinde Gelir Gerekisini (5/5) Yatırım Bileşeni – RMGO Karşılaştırma

Elektirik ve doğal gaz dağıtımını için DVT tarife uygulaması sırasıyla 2006 ve 2012 yıllarında başlamıştır. Her iki sektörde de tarife dönemi ve RMGO'nun 5 yılda bir güncellenmesi beklenmektedir. Ancak, EPDK RMGO'yu farklı dönemler için değiştirme yetkisine sahiptir. Sektördeki yapısal değişimler, arz/talep kaymaları, finansal kompozisyonlar ve benzeri nedenler RMGO'nun tarife dönemi içerisinde değişmesinde etkili olabilmektedir.

Doğal Gaz Piyasası RMGO – Elektrik Piyasası RMGO – Devlet Tahvil Getirisi



RMGO'nun Yatırımlar Üzerine Etkisi



RMGO, yatırımlar ile dağıtım şirketinin "istenen getirisi" arasında bir köprü kurmaktadır. Düşük bir RMGO yetersiz yatırımla sonuçlanabildiği için, düzenleyici kurumun belirlediği oran, yatırım risklerini önlemek için yeterince iyi olmalıdır. Bu durumun tam tersi de mümkündür.



AHLATCI

Ahlatcı Doğal Gaz Dağıtım Enerji ve Yatırım A.Ş.
PwC

Gizli ve Özel

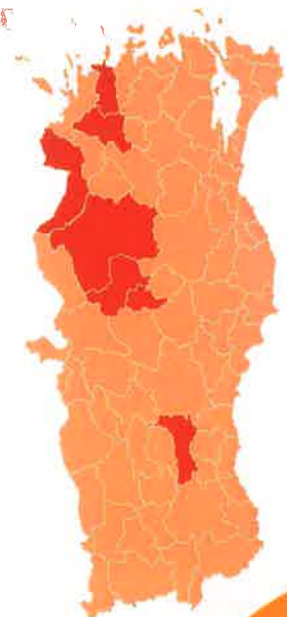
17 Ağustos 2022
24

Genel Görünüm (2021)

Ahlatıcı Holding A.Ş., 2021 yılında Enerya Enerji A.Ş.'ye ait 9 bölgede ki 10 doğal gaz dağıtım lisansını devralmış olup bu bölgelerde doğal gaz dağıtım faaliyetleri gerçekleştirmektedir. Enerya Enerji'nin ticari unvanı 10 Ocak 2022 tarihi itibarıyla Ahlatıcı Doğal Gaz Dağıtım Enerji ve Yatırım A.Ş. olarak değiştirilmiştir.

- **10 ilçe 9 bölge** (Aksaray, Antalya Aydın, Denizli, Ereğli, Erzinca, Kapadokya (Nevşehir & Niğde) Karaman, Konya)
- **4.127 m³** toplam gaz tüketimi
- **1.524 bin** abone sayısı*
- **16.234 km** hat uzunluğu
- **319 m TL** yatırım harcamaları

Harita



Ahlatıcı Holding
2021'den beri
AHLATCI'nın tek
hissedarı
konumundadır.

Özet Finansal Veriler – VUK*

m TL	2019	2020	2021
Net Satışlar	2.288	2.715	3.736
FAVÖK	214	250	276
FAVÖK Marjı	%9,4	%9,2	%7,4

Kaynak: Şirket Yönetimi, PwC Analizi

* Doğal Gaz Dağıtım Şirketleri'nin VUK'a göre hazırlanmış kombine finansal sonuçları üzerinden derlenmiştir.

Ahlatıcı Doğal Gaz Dağıtım Enerji ve Yatırım A.Ş.

PwC

Gizli ve Özel

17 Ağustos 2022

25

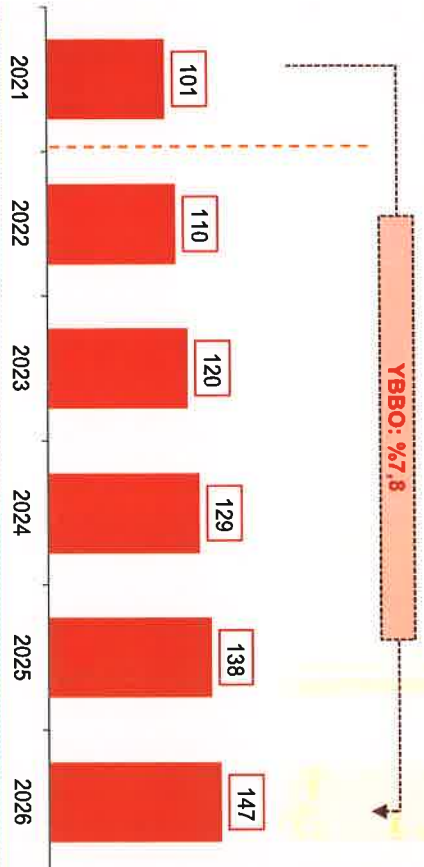
Aksaray

Temel Performans Göstergeleri

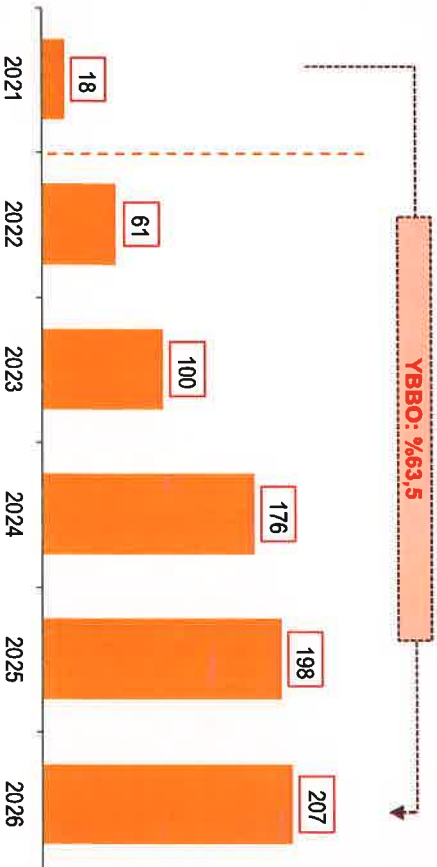
Lisans Başlangıç Tarihi	Lisans Bitiş Tarihi	Ortaklık (%)	DVT-2021 (m TL)
25/05/2004	25/05/2034	%90	104



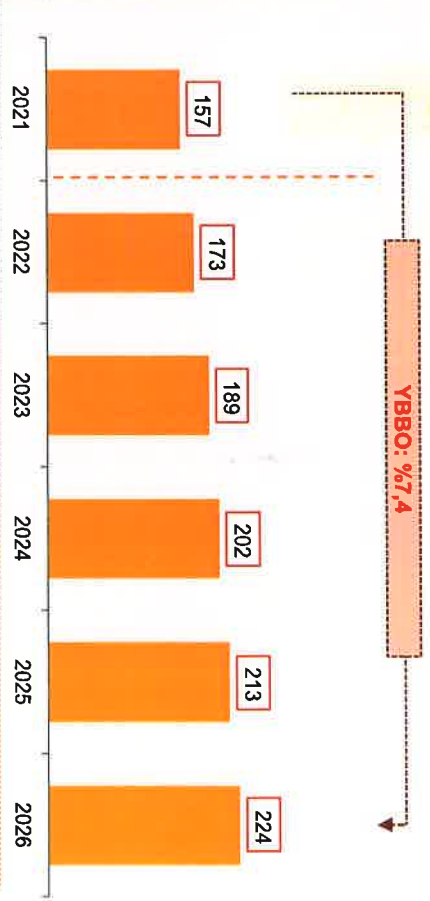
Abone Sayısı ('000 BBS)



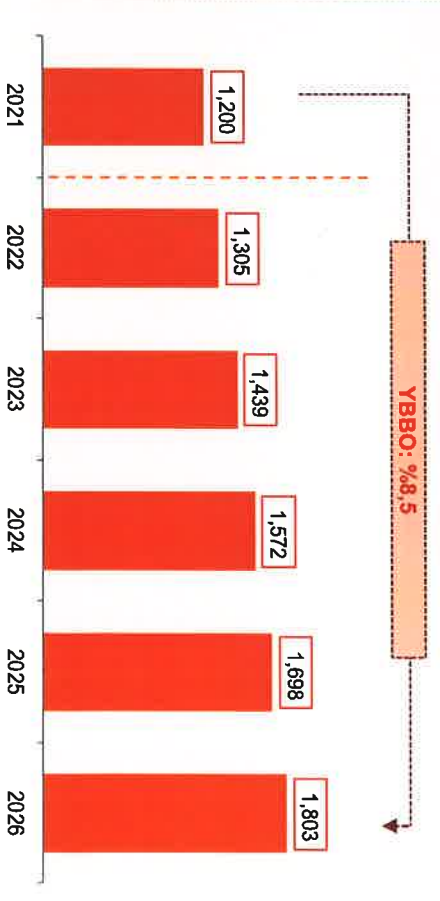
Yatırım Harcamaları (m TL)



Yıllık Toplam Gaz Tüketimi (m³)



Hat Uzunluğu (km)



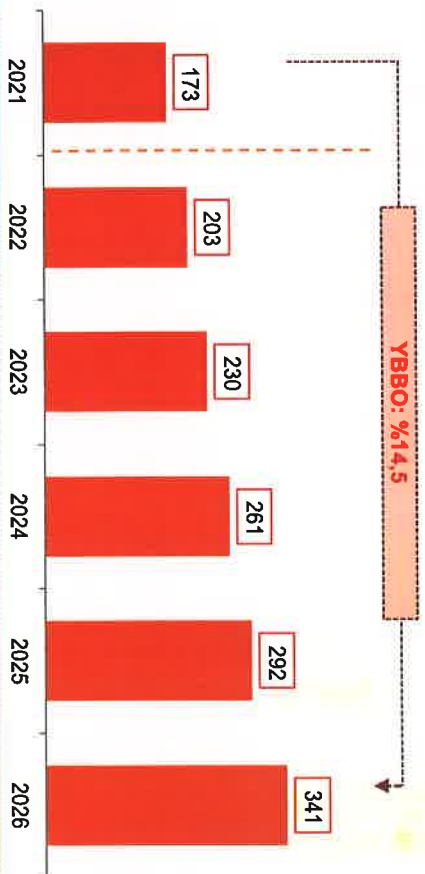
Antalya

Temel Performans Göstergeleri

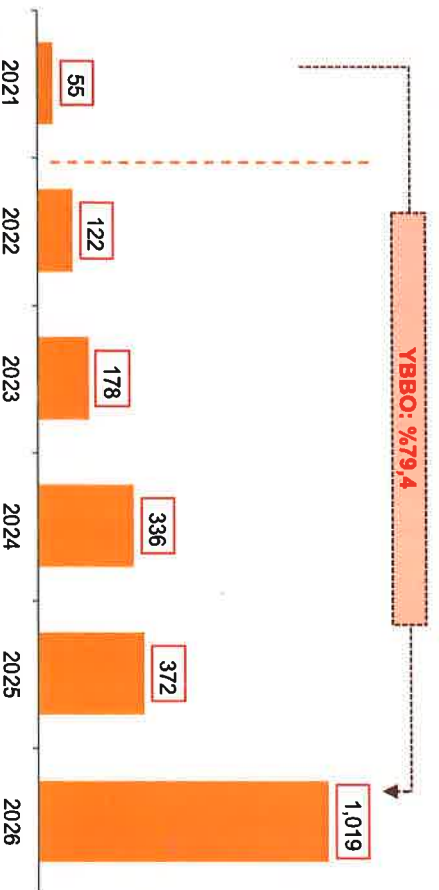
Lisans Başlangıç Tarihi	Lisans Bitiş Tarihi	Ortaklık (%)	DVT-2021 (m TL)
12/10/2006	12/10/2036	%90	363



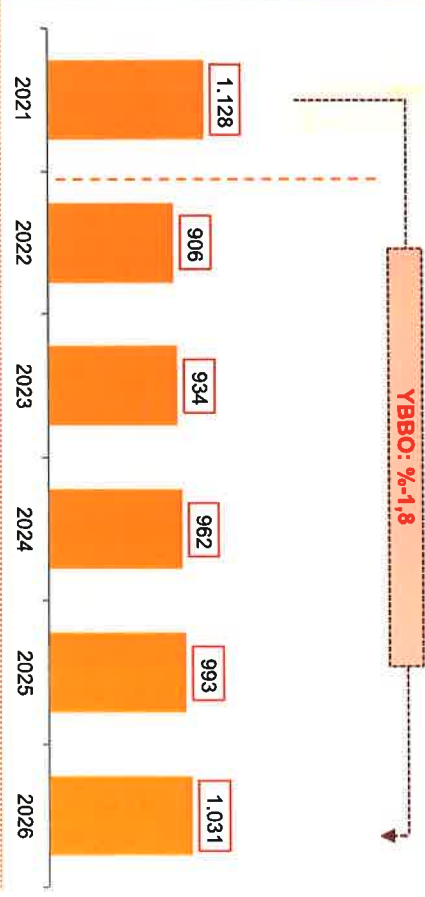
Abone Sayısı ('000 BBS)



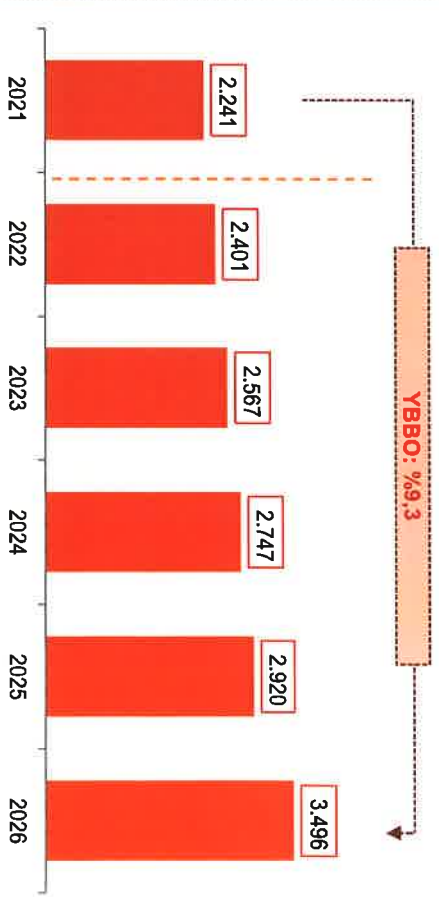
Yatırım Harcamaları (m TL)



Yıllık Toplam Gaz Tüketimi (m³)



Hat Uzunluğu (km)



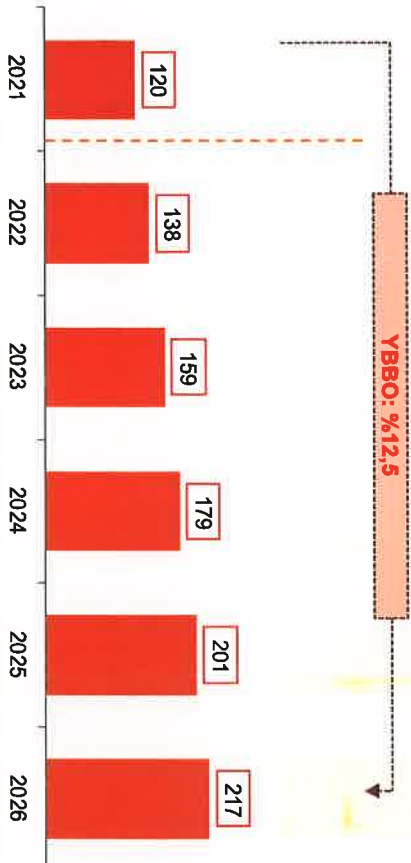
Aydın

Temel Performans Göstergeleri

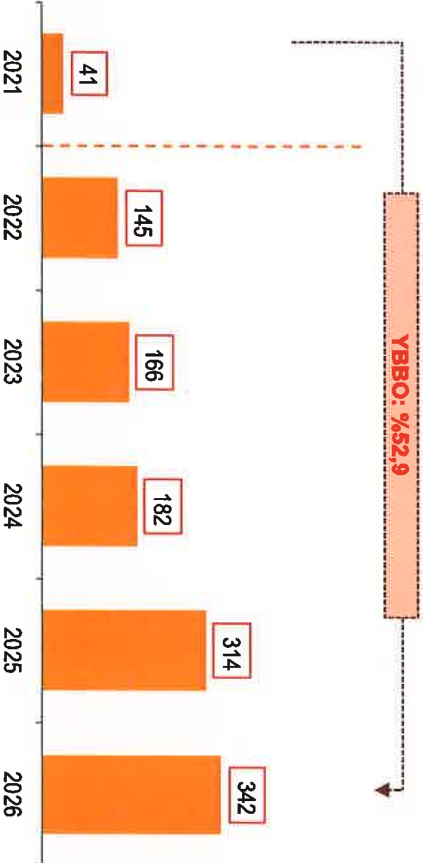
Lisans Başlangıç Tarihi	Lisans Bitiş Tarihi	Ortaklık (%)	DVT-2021 (m TL)
21/08/2008	21/08/2038	%90	247



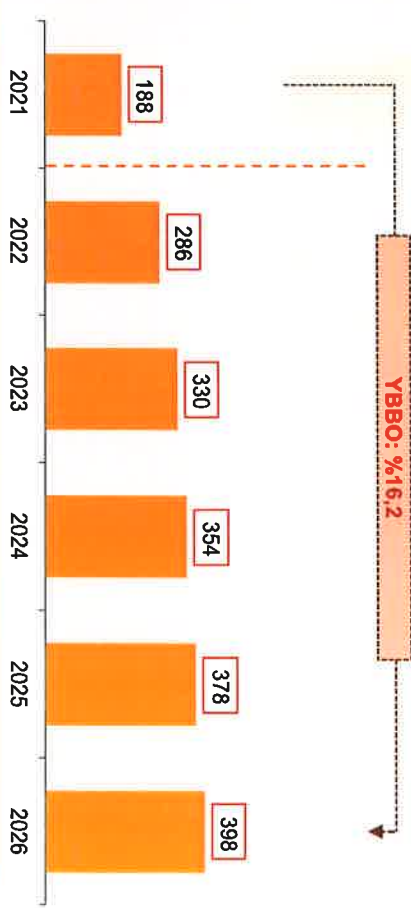
Abone Sayısı ('000 BBS)



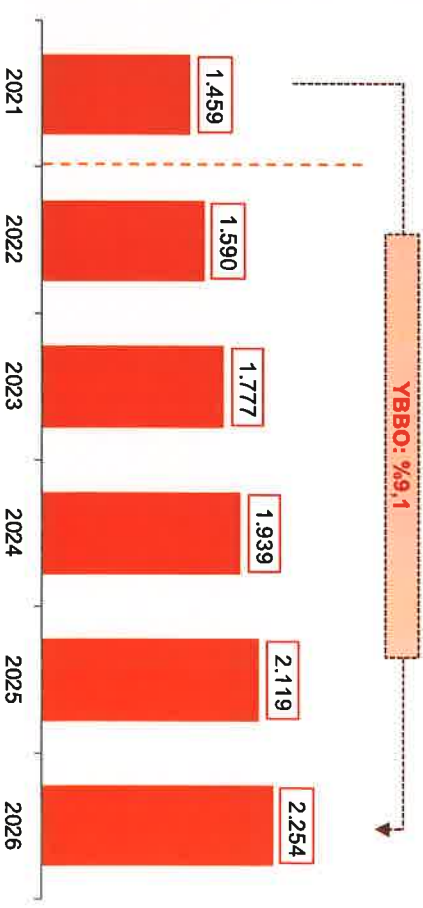
Yatırım Harcamaları (m TL)



Yıllık Toplam Gaz Tüketimi (m³)



Hat Uzunluğu (km)



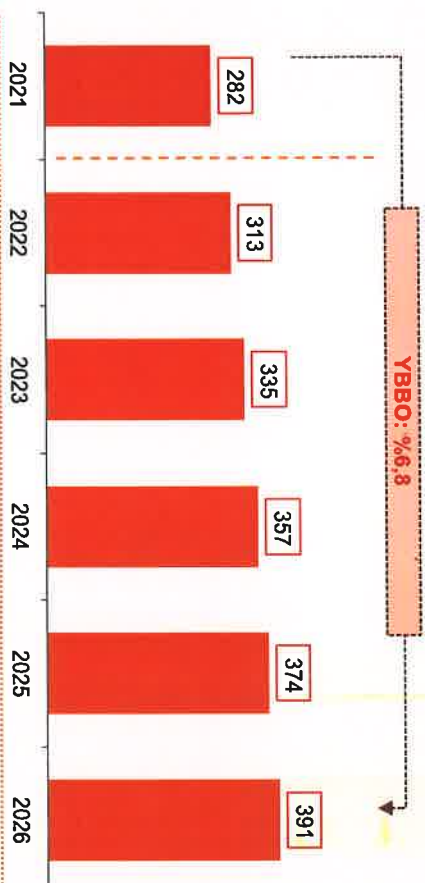
Denizli

Temel Performans Göstergeleri

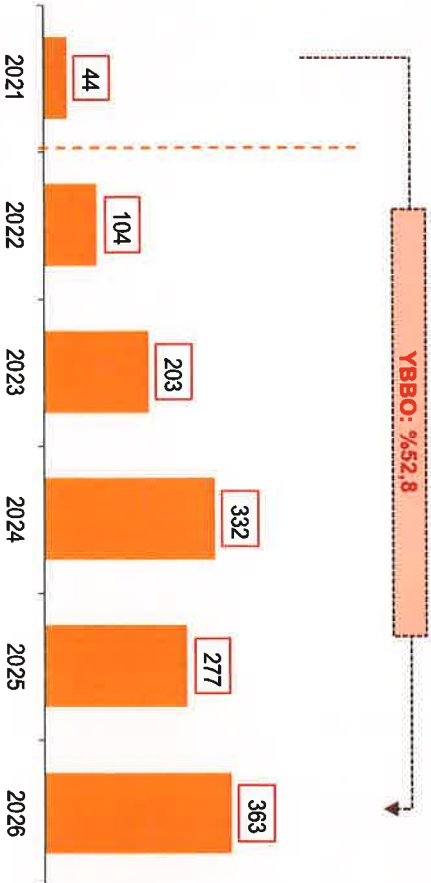
Lisans Başlangıç Tarihi	Lisans Bitiş Tarihi	Ortaklık (%)	DVT-2021 (m TL)
16/02/2006	16/02/2036	%90	243



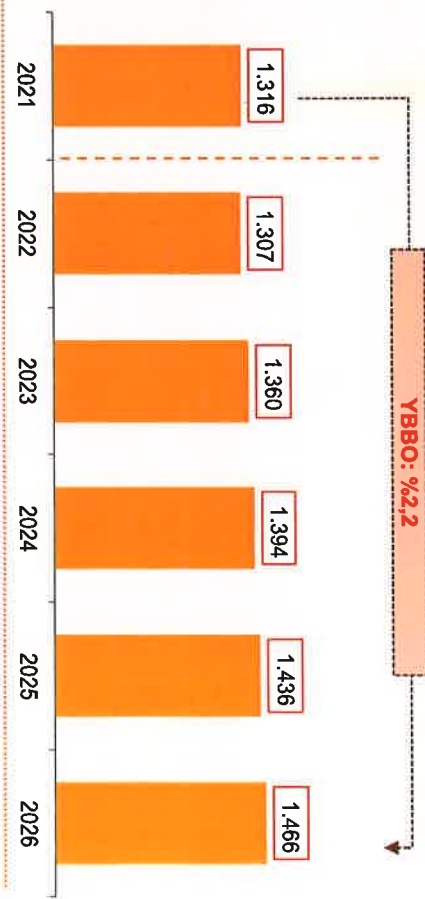
Abone Sayısı ('000 BBS)



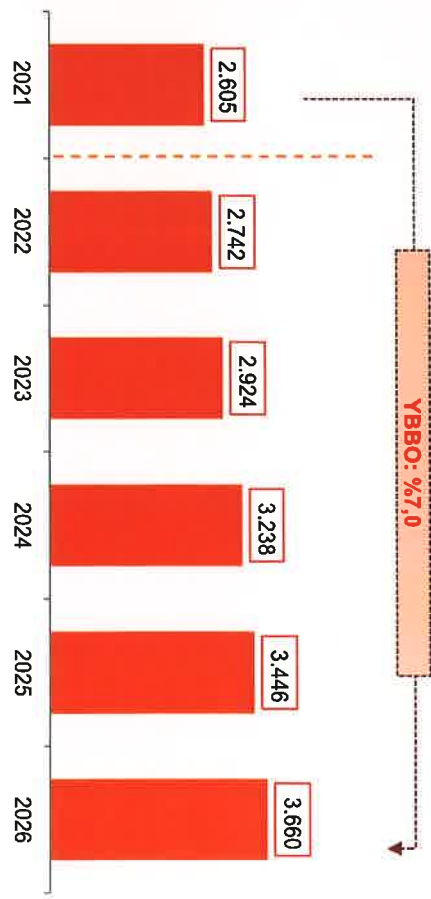
Yatırım Harcamaları (m TL)



Yıllık Toplam Gaz Tüketimi (m³)



Hat Uzunluğu (km)



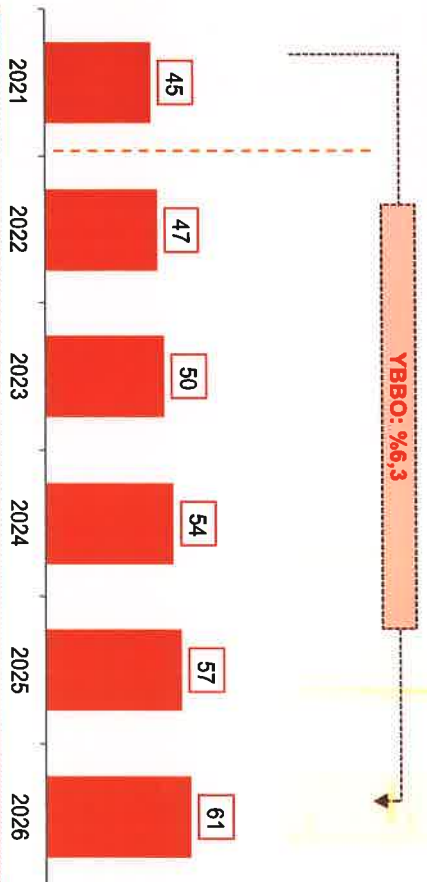
Ereğli

Temel Performans Göstergeleri

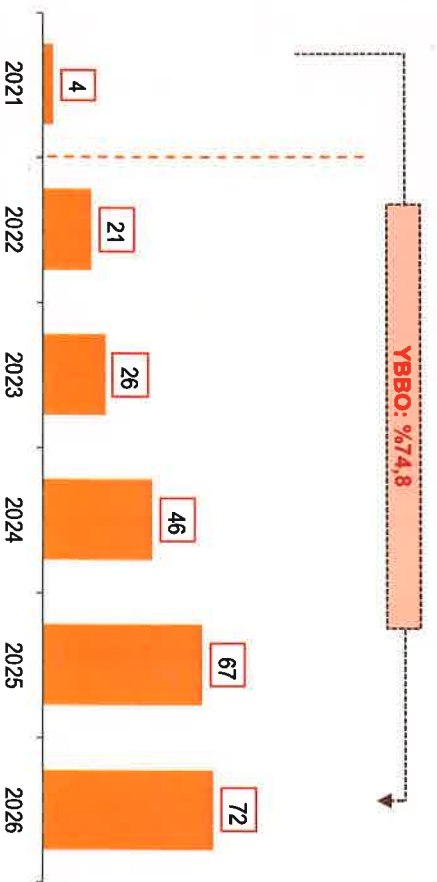
Lisans Başlangıç Tarihi	Lisans Bitiş Tarihi	Ortaklık (%)	DVT-2021 (m TL)
22/06/2004	22/06/2034	%90	45



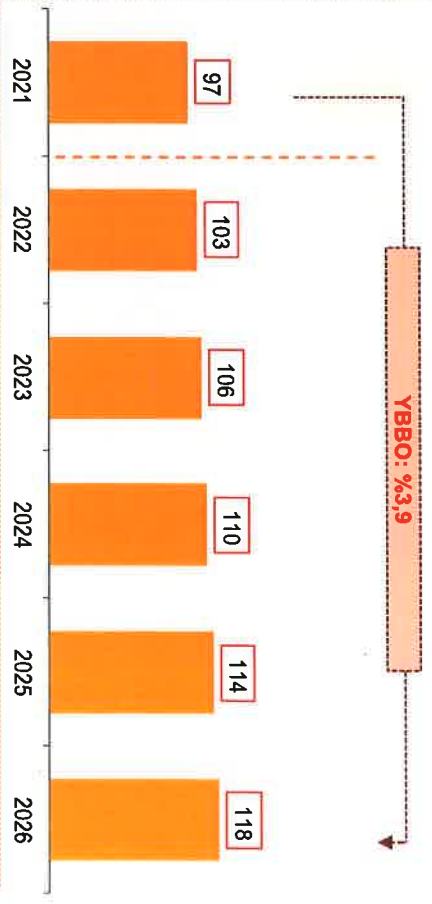
Abone Sayısı ('000 BBS)



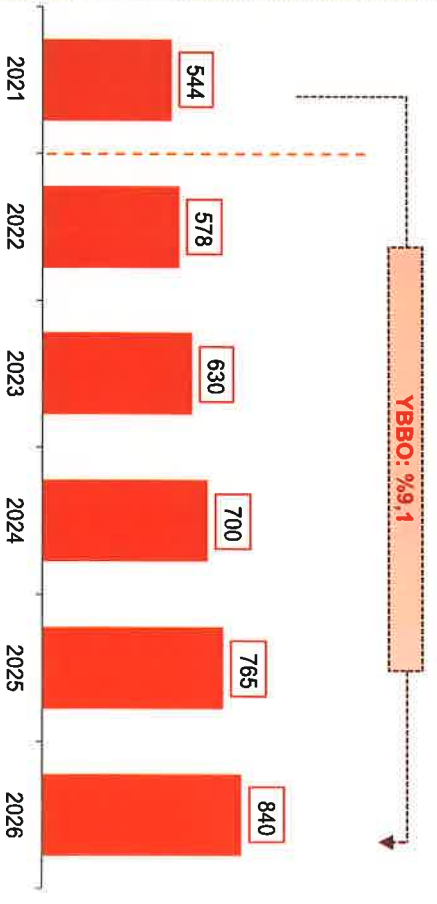
Yatırım Harcamaları (m TL)



Yıllık Toplam Gaz Tüketimi (m³)



Hat Uzunluğu (km)



Kaynak: Şirket Yönetimi, PwC Analizi
Ahlatici Doğal Gaz Dağıtım Enerji ve Yatırım A.Ş.
PwC

Gizli ve Özel

17 Ağustos 2022

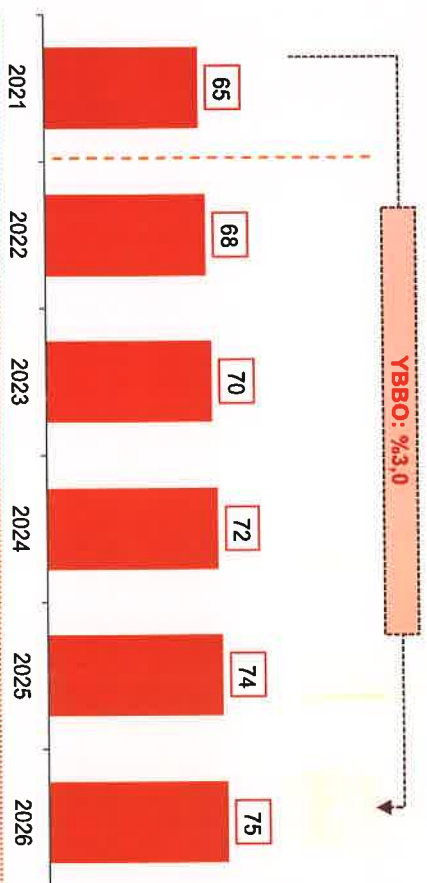
Erzincan

Temel Performans Göstergeleri

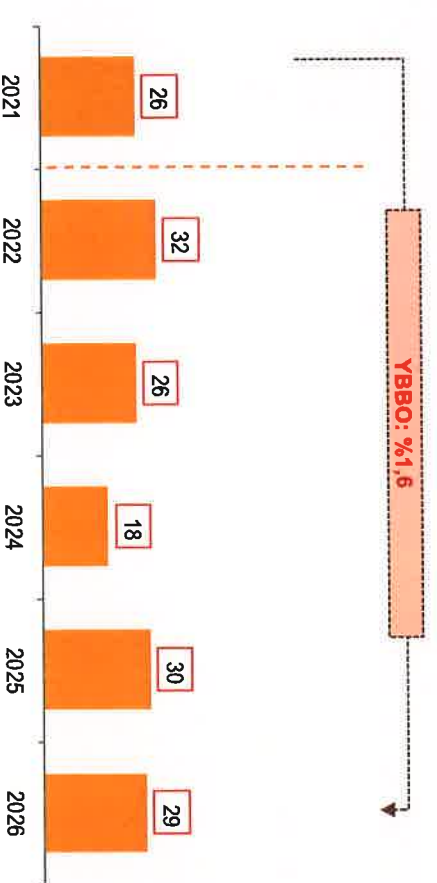
Lisans Başlangıç Tarihi	Lisans Bitiş Tarihi	Ortalık (%)	DVT-2021 (m TL)
04/08/2006	04/08/2036	%90	131



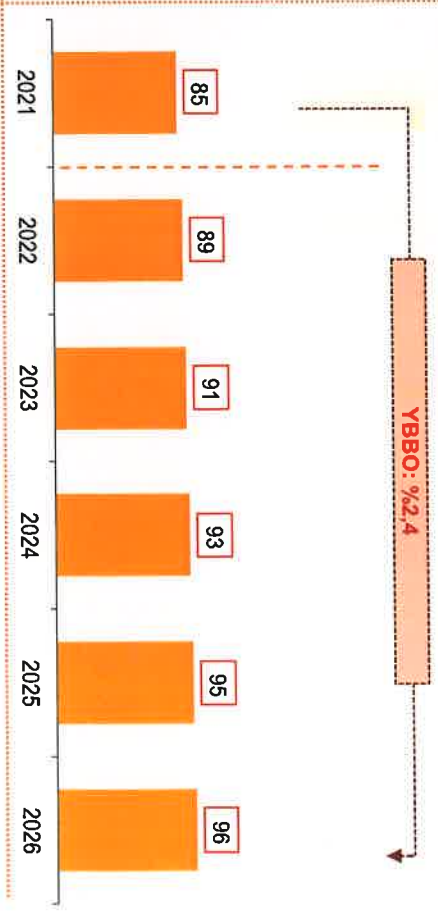
Abone Sayısı ('000 BBS)



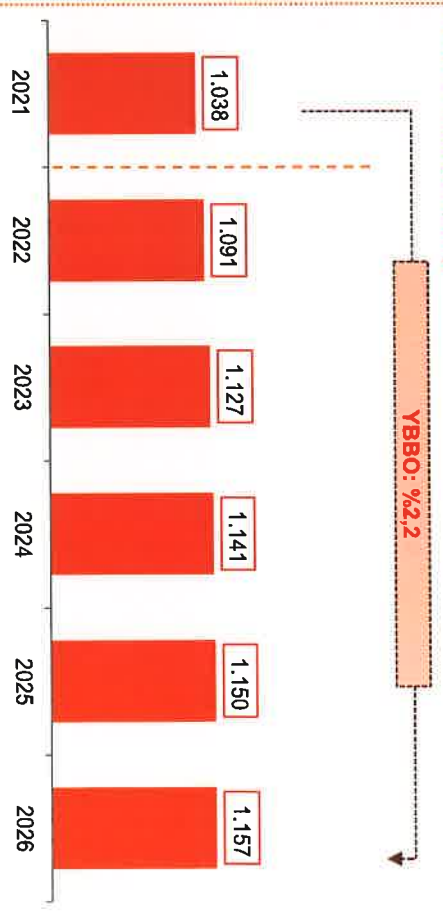
Yatırım Harcamaları (m TL)



Yıllık Toplam Gaz Tüketimi (m³)



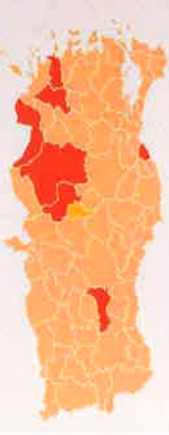
Hat Uzunluğu (km)



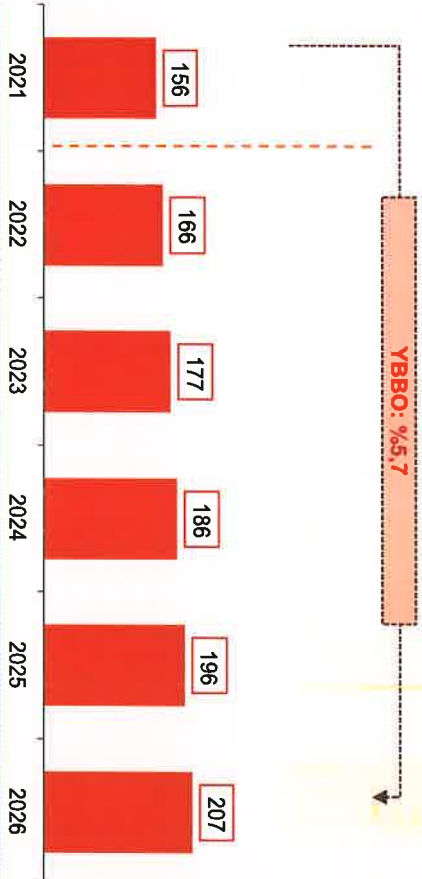
Kapadokya

Temel Performans Göstergeleri

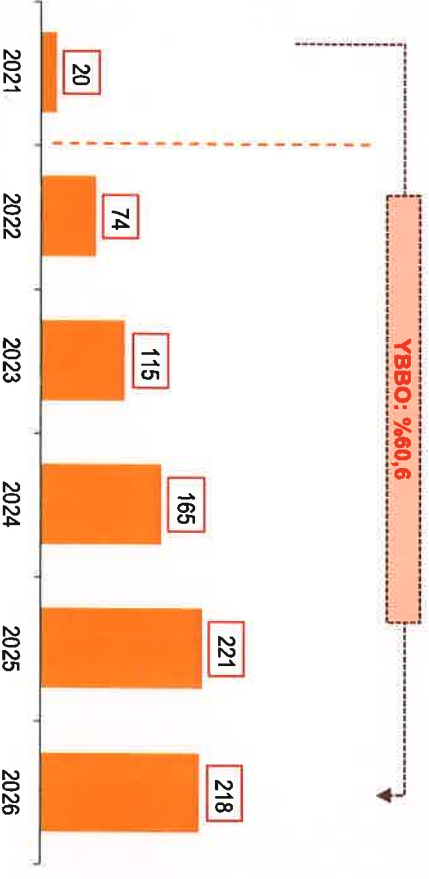
Lisans Başlangıç Tarihi	Lisans Bitiş Tarihi	Ortaklık (%)	DVT-2021 (m TL)
29/09/2005	29/09/2035	%63	88



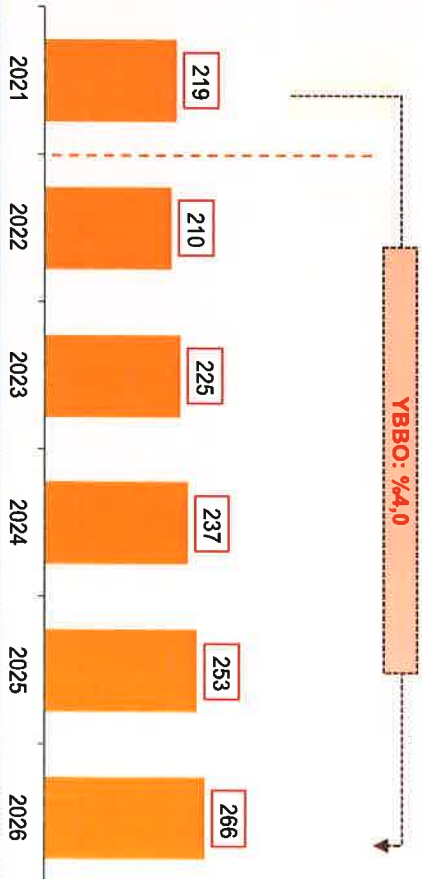
Abone Sayısı ('000 BBS)



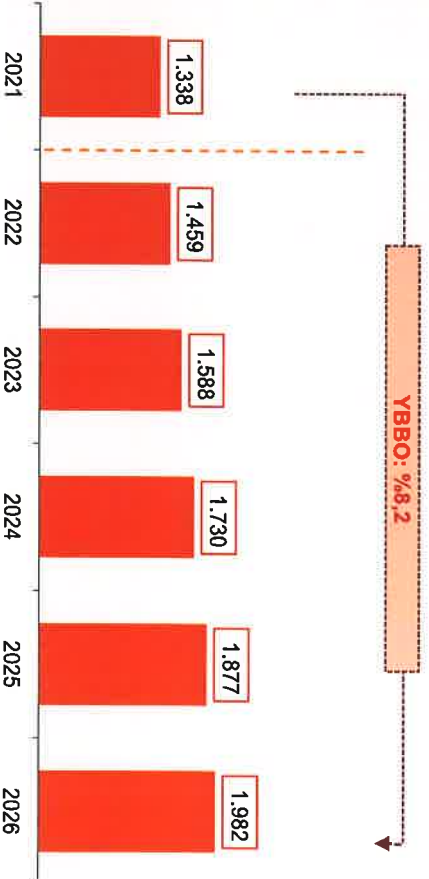
Yatırım Harcamaları (m TL)



Yıllık Toplam Gaz Tüketimi (m³)



Hat Uzunluğu (km)



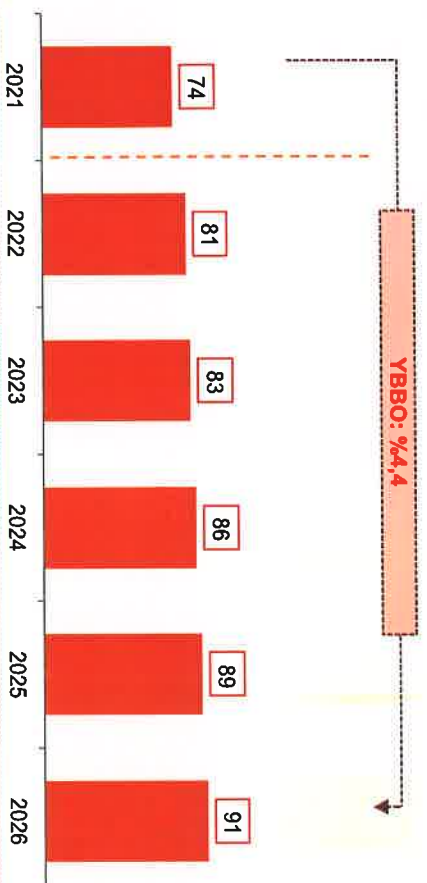
Karaman

Temel Performans Göstergeleri

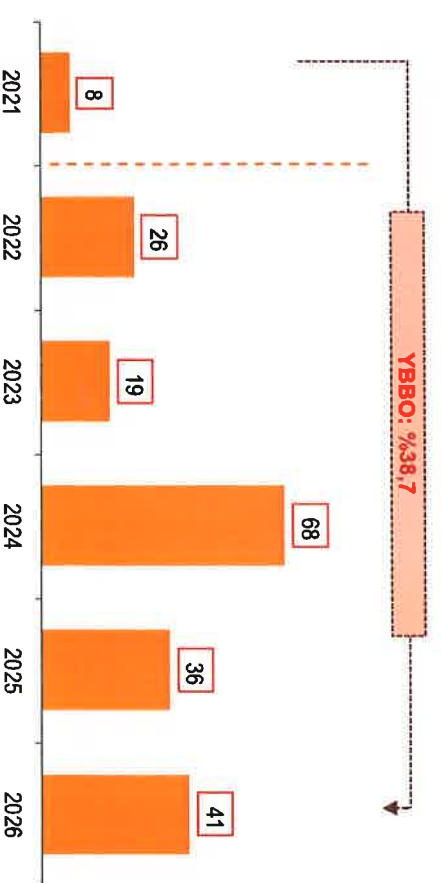
Lisans Başlangıç Tarihi	Lisans Bitiş Tarihi	Ortaklık (%)	DVT-2021 (m TL)
14/07/2006	14/07/2036	%90	64



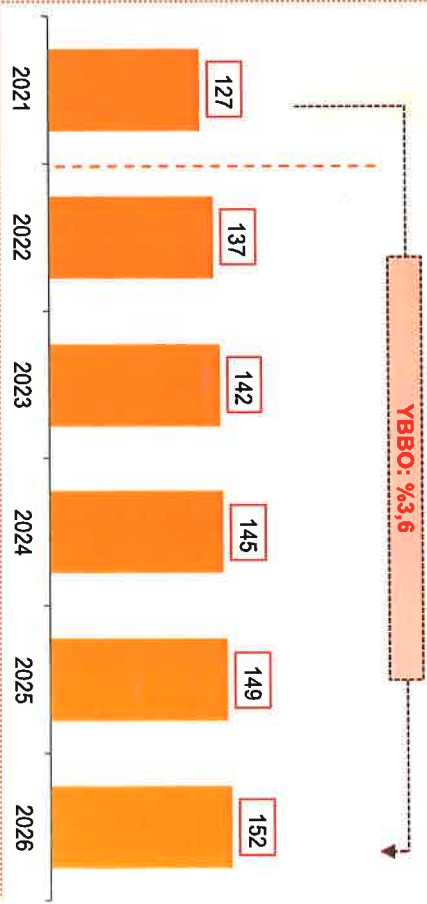
Abone Sayısı ('000 BBS)



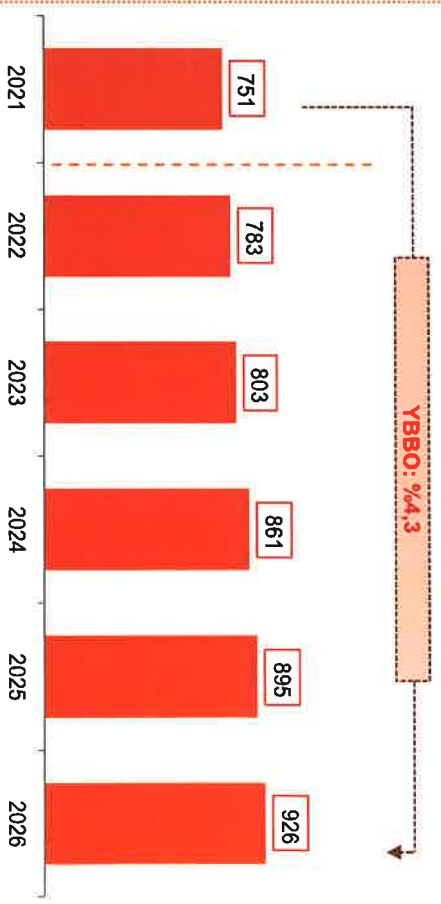
Yatırım Harcamaları (m TL)



Yıllık Toplam Gaz Tüketimi (m³)



Hat Uzunluğu (km)



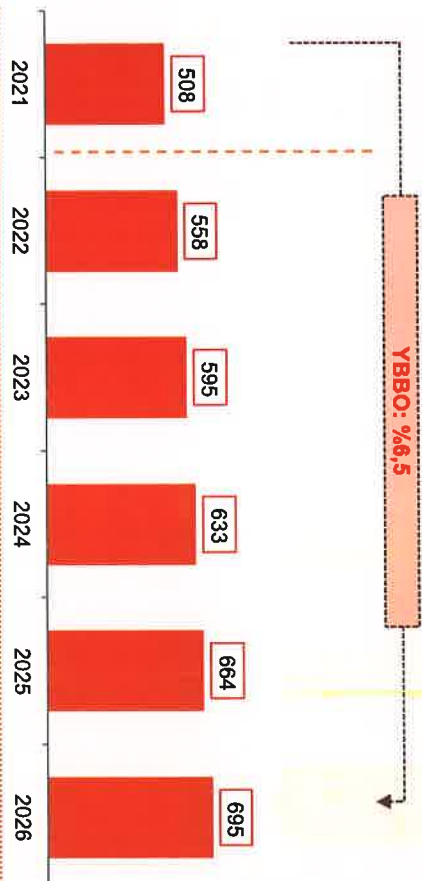
Konya

Temel Performans Göstergeleri

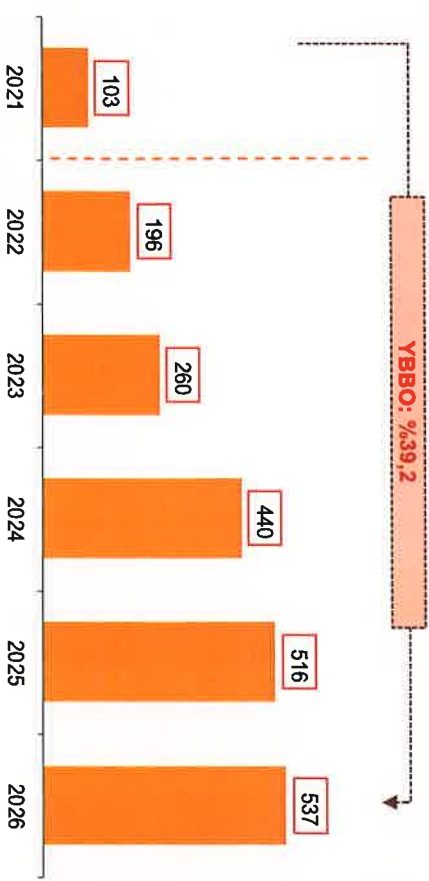
Lisans Başlangıç Tarihi	Lisans Bitiş Tarihi	Ortaklık (%)	DVT-2021 (m TL)
05/12/2003	05/12/2033	%76	460



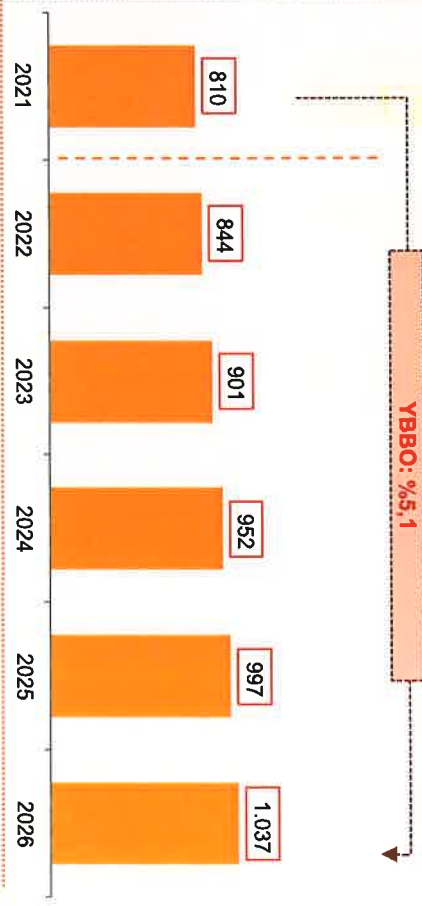
Abone Sayısı ('000 BBS)



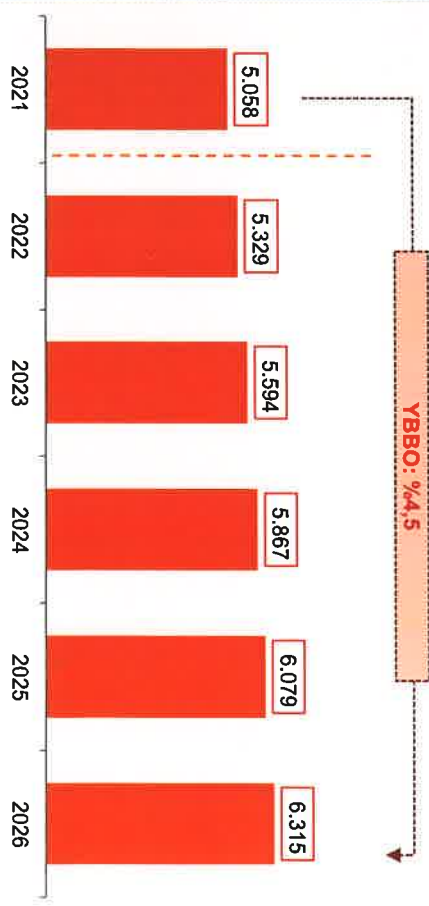
Yatırım Harcamaları (m TL)



Yıllık Toplam Gaz Tüketimi (m³)



Hat Uzunluğu (km)





Değerleme Analizi

Değerleme Analizi	
1	AKSARAY
2	ANTALYA
3	AYDIN
4	DENİZLİ
5	EREĞLİ
6	ERZİNCAN
7	KAPADOKYA
8	KARAMAN
9	KONYA
35	
36	
46	
56	
66	
76	
86	
96	
106	
116	



AKSARAY

Ahlatıcı Doğal Gaz Dağıtım Enerji ve Yatırım A.Ş.
PwC

Gizli ve Özel

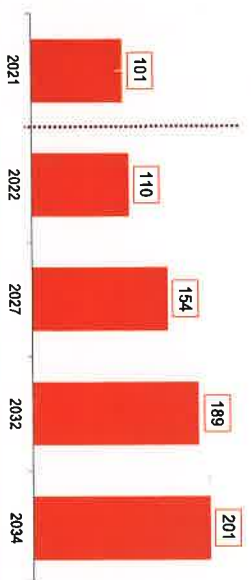
17 Ağustos 2022

Abone Sayıları ve Gaz Tüketimi

Sistem Kullanım Bedelleri (SKB)

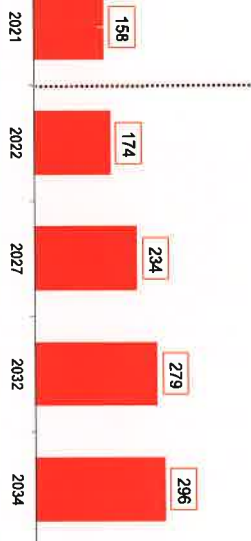
Abone Sayıları ('000 BBS)

YBBO: %5,4



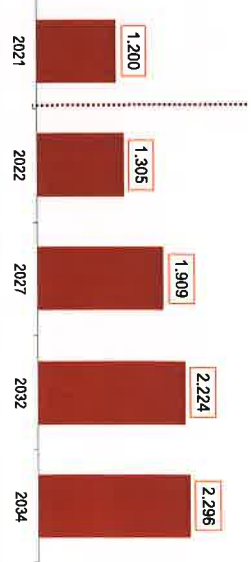
Gaz Tüketim (m³)

YBBO: %4,9

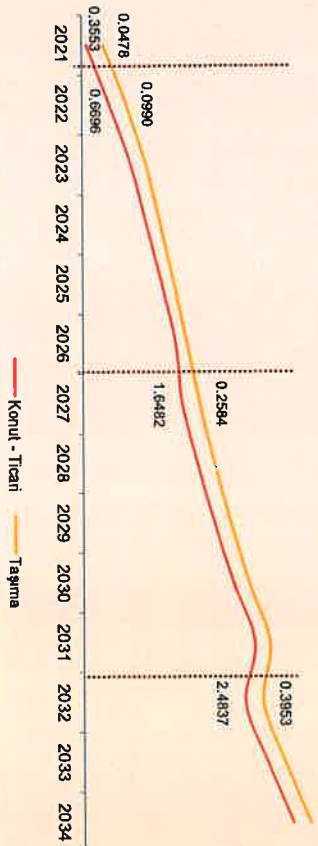


Hat Uzunluğu (km)

YBBO: %5,1



Sistem Kullanım Bedelleri - Nominal (TL/m³)



2022 yılından itibaren Aksaray için her beş yıllık dönemin başında, gelir gereksinimini göz önüne alınarak tarife hesaplanmaktadır. Her tarife dönemi başında (2022, 2027 ve 2032'de) hesaplanan SKB ilgili tarife döneminin sonuna kadar her yıl enflasyona tabi tutulmaktadır. Çalışmamız kapsamında SKB hesaplanırken Şirket Yönetimi tarafından sağlanan gelir gereksinimi ve tüketim tahminleri dikkate alınmıştır.

Kaynak: Şirket Yönetimi, PwC Analizi

Ahlatıcı Doğal Gaz Dağıtım Enerji ve Yatırım A.Ş.
PwC

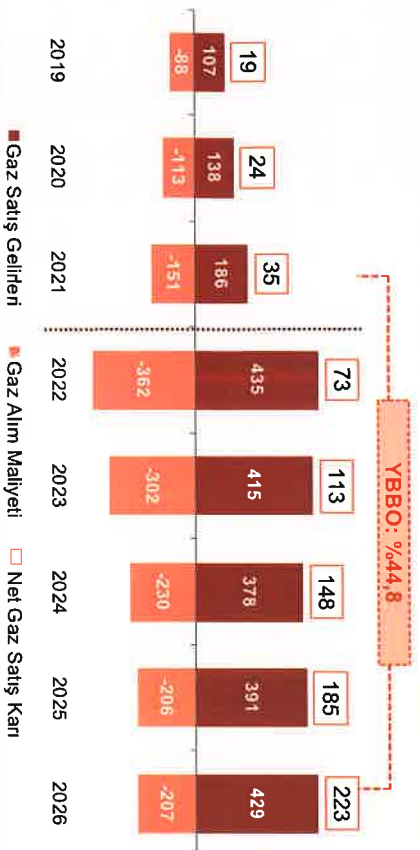
Gizli ve Özel

17 Ağustos 2022

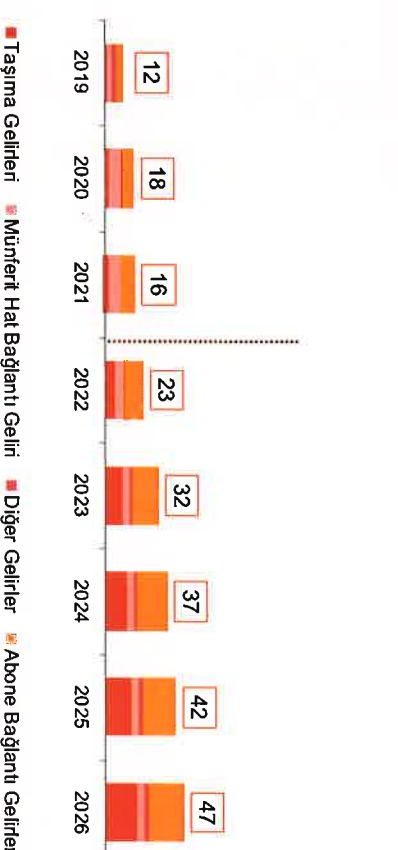
Gelirler & Brüt Kar

2022 yılında 2021 yılına göre doğal gaz maliyetlerinin yüksek seviyede artmasından kaynaklı olarak satış gelirleri ve maliyetlerin de önemli miktarda artacağı tahmin edilmektedir. Karlılık seviyesinde projeksiyon dönemi boyunca beklenen artışın, düşmesi beklenen gaz maliyetleri ve artan SKB tarafından destekleneceği beklenmektedir.

Gaz Satış Gelirleri ve Net Satış Karı (m TL)



Diğer Gelirler (m TL)



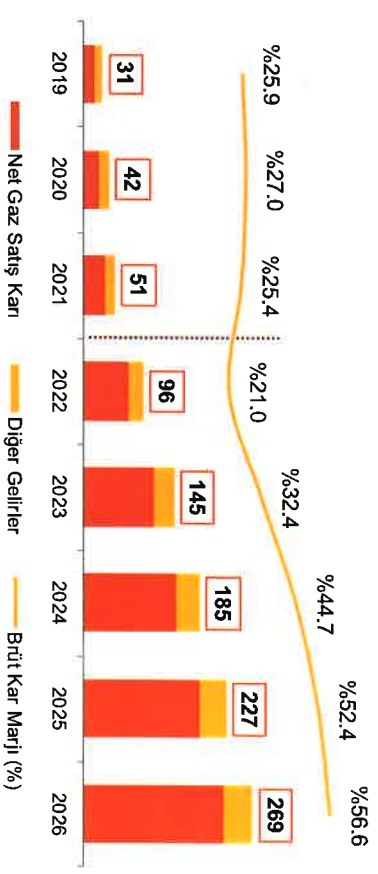
Kaynak: Şirket Yönetimi, PwC Analizi
Ahlatacı Doğal Gaz Dağıtım Enerji ve Yatırım A.Ş.
PwC

Gizli ve Özel

2022 yılında tüketim hacminin 174 m m³ seviyesine ulaşması beklenmektedir. Sistem kullanım bedellerinin 2022 yılında yaklaşık %98 büyüyeceği öngörüsü, net gaz satış karının büyük oranda artmasında önemli etkiye sahiptir.

Yeni tarife dönemine geçilmesinin ardından 2022 yılında brüt kar seviyesinin **96 milyon TL** seviyesinde olacağı tahmin edilmektedir. Brüt kar marjının 2023 yılı itibarıyla artışa geçeceği ve 2022-2034 arası projeksiyon döneminde ortalama **%52,9** seviyesinde gerçekleşeceği öngörülmektedir.

Brüt Kar (m TL)

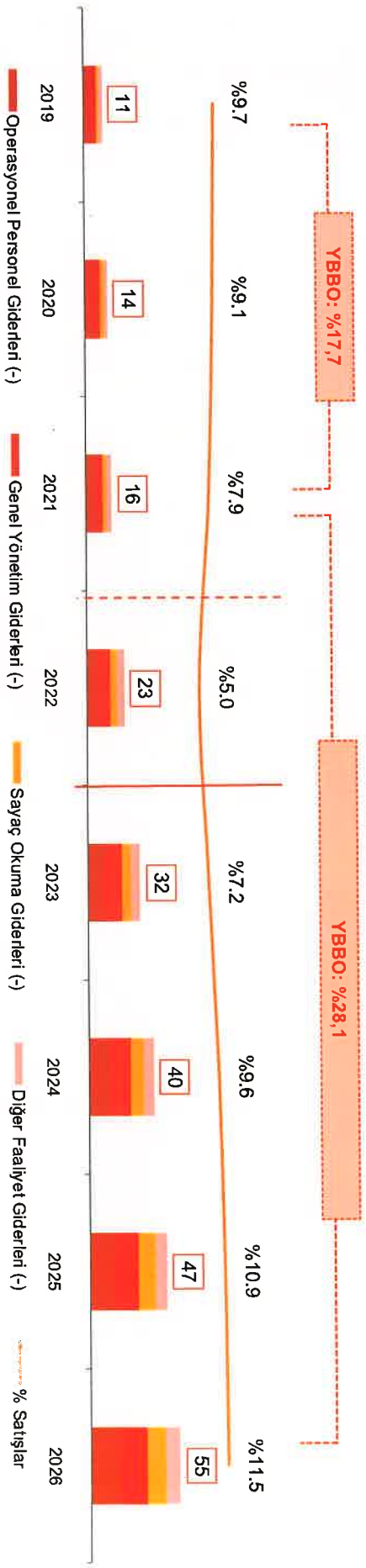


17 Ağustos 2022

Faaliyet Giderleri

2019-2021 yılları arasında satışların **%7-10** aralığında gerçekleşen faaliyet giderlerinin projeksiyon döneminde de ortalama **%10,9** seviyesinde gerçekleşeceği öngörülmektedir. Faaliyet giderleri içerisindeki en büyük payı operasyonel personel giderleri, sayaç okuma giderleri ve diğer giderlerden oluşturmaktadır.

Faaliyet Giderleri (m TL)



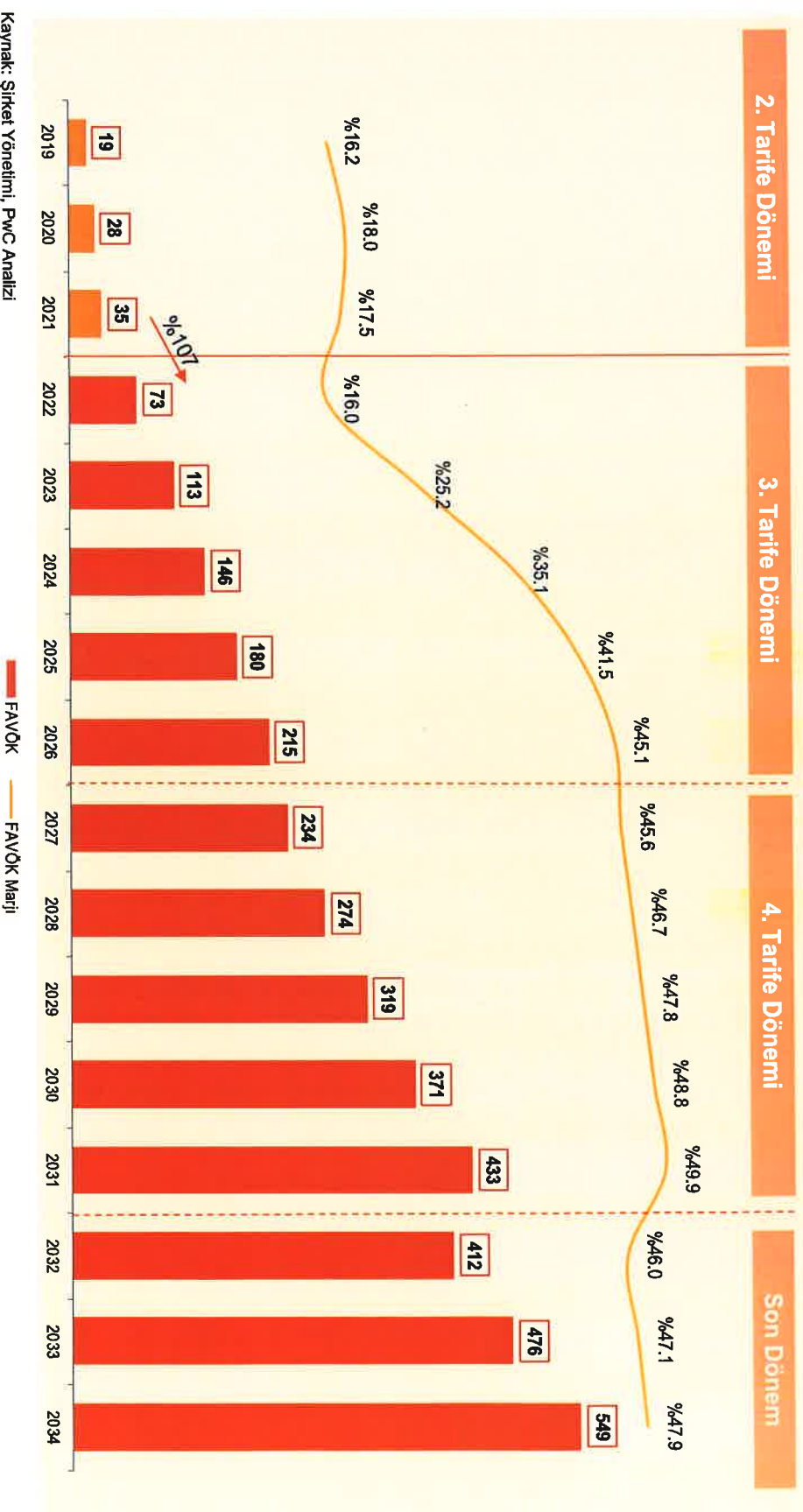
2021 yılında Şirket'in faaliyet giderlerinin yaklaşık **%27'si** operasyonel personel giderlerinden oluşmaktadır. 2022 yılı itibarıyla ortalama 55 olarak gerçekleşeceği öngörülen operasyonel personel sayısının projeksiyon döneminde de sabit kalması beklenmektedir. Birim personel maliyetlerinin ise projeksiyon dönemi boyunca her yıl önceki yılın yılsonu enflasyon oranı kadar artacağı öngörülmektedir. Operasyonel personel giderlerinin projeksiyon dönemi boyunca toplam faaliyet giderlerinin ortalama **%29'unu** oluşturacağı öngörülmektedir.

Genel yönetim giderleri 2021 yılında toplam faaliyet giderlerinin **%36'sini** oluşturmaktadır. Projeksiyon dönemi boyunca genel yönetim personel sayısının 8 olarak sabit kalacağı ve maaşların her yıl önceki yılın yılsonu enflasyon oranı kadar artacağı öngörülmektedir. 2019-2021 arasında toplam faaliyet giderlerinin ortalama **%17'sini** oluşturan sayaç okuma giderlerinin projeksiyon dönemi boyunca, enflasyon oranı ve sayaç sayısındaki artış ile ortalama yıllık **%24** oranında artacağı öngörülmektedir.

FAVÖK

FAVÖK tutarının EPDK tarife değişikliği ile birlikte 2022 yılında **%107** artış göstererek yaklaşık **73 milyon TL** seviyesinde gerçekleşeceği öngörülmektedir. FAVÖK marjının üçüncü tarife döneminde artışa geçerek projeksiyon dönemi boyunca ortalama **%42** seviyelerinde gerçekleşmesi beklenmektedir.

FAVÖK (m TL)



Kaynak: Şirket Yönetimi, PwC Analizi

Ahlatıcı Doğal Gaz Dağıtım Enerji ve Yatırım A.Ş.

PwC

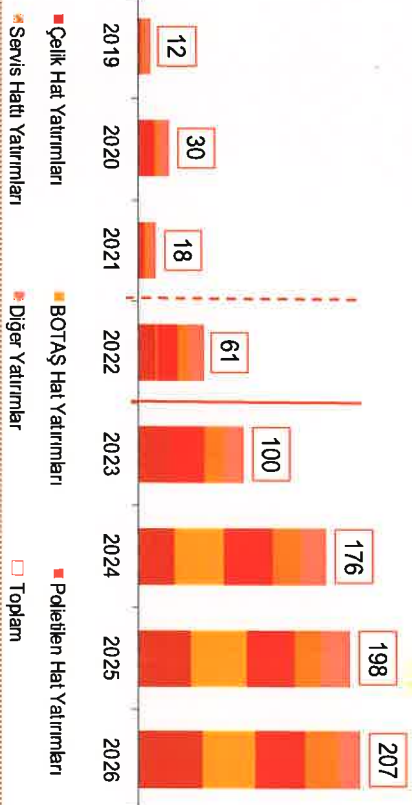
Gizli ve Özel

FAVÖK FAVÖK Marjı

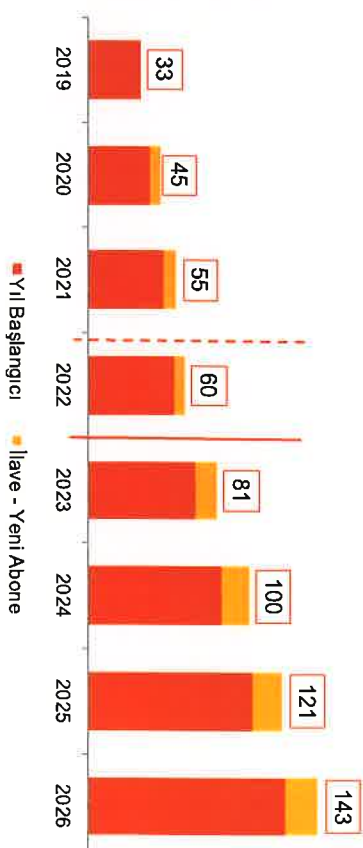
Yatırım Harcaması ve Amortisman

2022-2034 yılları arasında **1.015 km** polietilen ve **81.5 km** çelik hat yatırımı planlanmaktadır. Her yıl yapılması beklenen alt yapı yatırımlarının yanı sıra projeksiyon dönemi boyunca toplamda **446 km**'lik servis hattı yatırımları yapılması planlanmaktadır. 2022-2034 yılları arasında tarife başı fiyatlarıyla reel yıllık ortalama **53 milyon TL** yatırım harcaması ile yaklaşık **1.793 milyon TL** toplam nominal yatırım yapılması hedeflenmektedir.

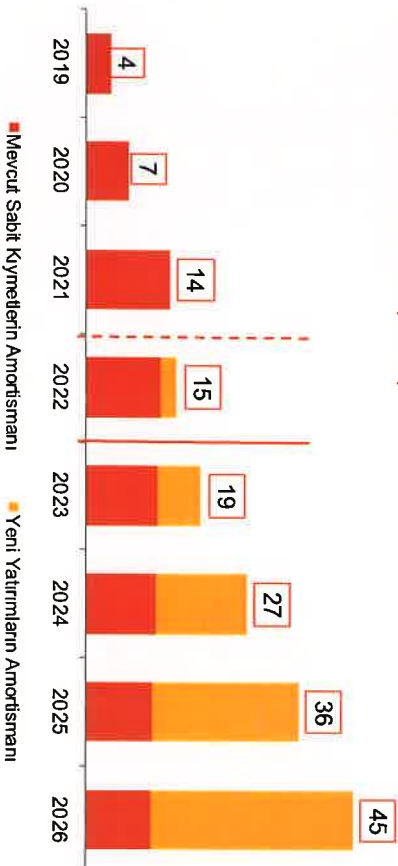
Yatırım Harcamaları (m TL)



Güvence Bedelleri (m TL)



Amortisman Giderleri (m TL)



Güvence bedelleri şebekeye bağlanan her yeni abone için temin edilmekte ve yalnızca şebekeyi terk etmeleri halinde abonelere iade edilmektedir.

EPDK tarafından 2022 yılı abone başına güvence bedeli ısınma için kombi **733 TL**, mekezi sistem **650 TL**, ocak/şofben için ise **125 TL** olarak belirlenmiştir. Projeksiyon döneminde, ısınma güvence bedelinin yeni abonelerin %100'ünden, ocak/şofben güvence bedelinin %30'undan toplanacağı öngörülmektedir birlikte abone başına güvence bedellerinin projeksiyon dönemi boyunca reel anlamda sabit kalacağı tahmin edilmektedir.

Kaynak: Şirket Yönetimi, PwC Analizic

Ahlatıcı Doğal Gaz Dağıtım Enerji ve Yatırım A.Ş.

PwC

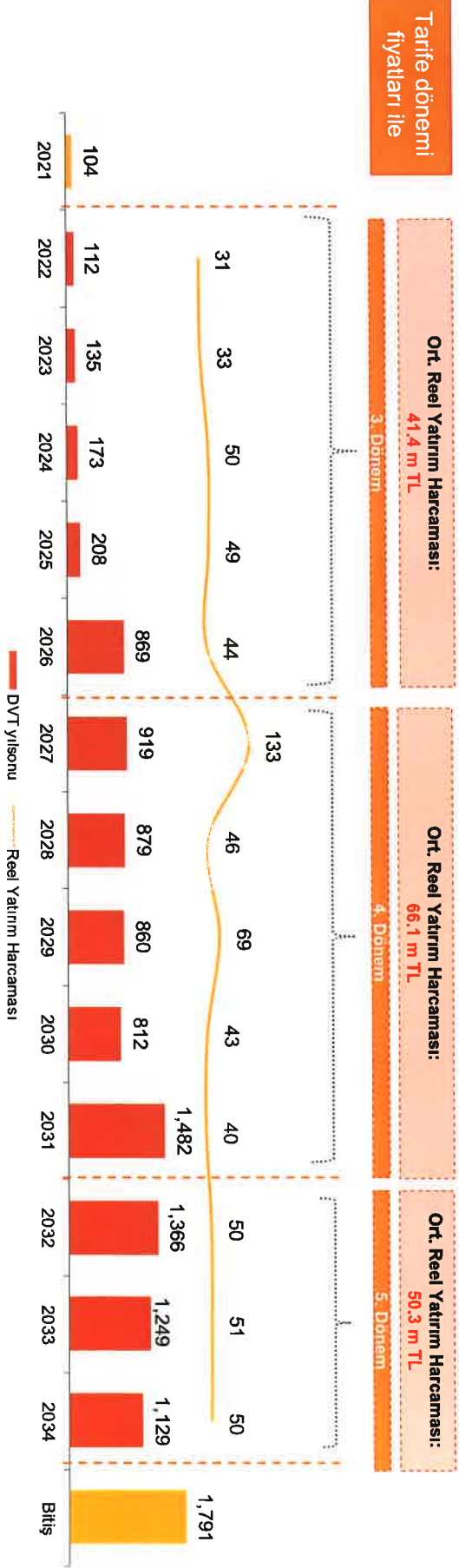
Gizli ve Özel

17 Ağustos 2022

41

Düzenlenmiş Varlık Tabanı (DVT)

DVT değeri her tarife dönemi başında dağıtım şirketleri ve EPDK tarafından yapılan hesaplama ve analizler doğrultusunda belirlenmektedir. Halihazırda Aksaray'ın 2021 kapanış DVT tutarı Şirket yönetim tarafından paylaşılmıştır. Lisans süreci boyunca planlanan reel yatırımlar eklenerek, amortisman tutarları düşülerek ve tarife dönemlerinin sonunda gerekli düzeltmeler yapılarak lisans sonu DVT tutarı elde edilmiştir.



Tarife dönemi başındaki Düzenlenmiş Varlık Tabanı (DVT), EPDK düzenlemelerine göre sağdaki formül kullanılarak hesaplanmaktadır.

Lisans süresinin 2034 yılında bitmesi sebebiyle sonraki yıllar için yeni bir tarife dönemi varsayımı yapılmamıştır.

DVT Hesaplaması

$$DVT_0 = \left[BVT - \left(\frac{BVT}{IS} \times (n-r+1) \right) \right] \times \frac{TÜFE_0}{TÜFE_{BVT}} + \sum_{i=1}^n \left(\frac{Y_i - Y_{i-1} \times (n-i+1)}{IS} \right) \times \frac{TÜFE_0}{TÜFE_i}$$

- i : BVT belirlenen yıldan itibaren yılları,
- r : BVT belirlenen yıl,
- n : $(ud-1)$ tarife uygulama döneminin son yılı,
- DVT_0 : Tarife uygulama dönemi başı DVT değerini,
- BVT : BVT değerini,
- Y_i : i yılı net yatırım değerini,
- IS : İtfa süresini,
- $TÜFE_0$: (ud) tarife uygulama dönemine ait gelir gereksinimi hesaplamalarında yer alan tutarlara baz olan $TÜFE$ 'yi,
- $TÜFE_{BVT}$: BVT hesaplamalarında esas alınan $TÜFE$ 'yi,
- $TÜFE_i$: i yılının haziran ayı için açıklanan $TÜFE$ 'yi gösterir

Kaynak: Şirket Yönetimi, PwC Analizic

Ahlacı Doğal Gaz Dağıtım Enerji ve Yatırım A.Ş.
PwC

Gizli ve Özel

17 Ağustos 2022

Net İşletme Sermayesi

Değerleme çalışması kapsamında, 2019-2021 yılları için gerçekleşen yıllık bakiyeler incelenerek projeksiyon dönemi için net işletme sermayesi dikkate alınmıştır. NİS tahmin edilirken gider tahakkukları veya dönem karı vergi yükümlülükleri gibi kalemler dikkate alınmamıştır.

Net İşletme Sermayesi (NİS) m TL

	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Ticari Alacaklar	16	15	31	43	42	38	40	44
Diğer Ticari Alacaklar	16	8	0	0	0	0	0	0
Stoklar	1	2	2	2	3	5	7	9
Geçir Tahakkukları	10	11	6	31	30	27	28	31
Diğer Dönen Varlıklar	(0)	(0)	(0)	-	-	-	-	-
Dönen Varlıklar	42	35	39	77	75	71	75	84
Ticari Borçlar	28	22	42	78	65	50	45	46
Diğer Kısa Vadeli Yükümlülükler	1	1	1	10	8	5	5	5
Kısa Vadeli Yükümlülükler	29	23	43	87	73	55	50	51
Net İşletme Sermayesi	13	12	(4)	(11)	2	16	26	34
NİS / Gaz Satışları	%11,1	%7,7	-%2,1	-%2,3	%0,4	%3,7	%5,9	%7,1
NİS Değişimi	(1)	(16)	(6)	13	14	10	8	

Ticari alacaklar, satışı yapılan doğal gazla yönelik serbest ve serbest olmayan abonelerden alacakları içermektedir. Projeksiyon dönemi boyunca **ticari alacak gün sayısı 30** olarak öngörülmüştür.

Stokların büyük bir kısmı yatırım malzeme stokları, sayaçlar ve saf malzemelerden oluşmaktadır. Stok gün sayısı hesaplamasında maddi duran varlıklar dikkate alınmış olup projeksiyon dönemi için **stok gün sayısı 4** olarak hesaplanmıştır.

Geçir tahakkukları gün sayısı projeksiyon dönemi için **25** olarak dikkate alınmıştır.

Ticari borçlar: doğal gaz alım tedarikçilerine ve diğer tedarikçilere olan borçları kapsamaktadır. BOTAŞ'a ödenmeyen ve mevcut durumda tahsilendirilerek ödenen borçlar NİS kapsamında ticari borç olarak dikkate alınmamıştır. Aylık analizler sonucu ortalama doğal gaz alım sözleşmeleri için normalize **ticari borç gün sayısı 65** olarak hesaplanmaktadır.

Diğer kısa vadeli yükümlülüklerin giderlere oranı projeksiyon dönemi için **%2,4** olarak dikkate alınmıştır.

	2019	2020	2021	2022-2026
Alacak Gün Sayısı	44	33	37	30
Stok Gün Sayısı	5	5	4	4
Geçir Tahakkukları Gün Sayısı	33	27	16	25
Diğer Dönen Varlıklar Gaz Satışlarına Oranı %	-%0,3	-%0,1	-%0,2	%0,0
D. Gaz Borç Gün Sayısı	94	67	65	65
Diğer Tedarikçiler Borç Gün Sayısı	29	14	10	18
Diğer Kısa Vadeli Yükümlülükler Giderlere Oranı %	%1,3	%0,6	%0,8	2,1%

İndirgenmiş Nakit Akımları AKSARAY

Geir yaklaşımı kapsamında hesaplanan AKSARAY'ın 31 Mart 2022 itibarıyla imtiyaz sözleşmesi toplam değeri **232 milyon TL** olarak tahmin edilmektedir.

İçindekiler | Giriş | Çalışma Özeti | Doğalgaz Piyasası ve AİLATCI | Değerleme Analizi | Ekler

m TL	MY19	MY20	MY21	9A22	MY22	MY23	MY24	MY25	MY26	MY34
Gelirler	118	155	202	286	458	447	415	433	476	1,145
Sattırı Doğal Gaz Maliyeti	(88)	(113)	(151)	(205)	(362)	(302)	(230)	(206)	(207)	(443)
Brüt Kar	31	42	51	81	96	145	185	227	269	702
Brüt Kar Marjı (%)	%26	%27	%25	%28	%21	%32	%45	%52	%57	%61
Genel Yönelim Giderleri	(5)	(6)	(6)		(8)	(11)	(13)	(15)	(17)	(45)
Faaliyet Giderleri	(11)	(8)	(10)	(14)	(14)	(21)	(27)	(32)	(38)	(109)
FAVÖK	14	28	35	55	73	113	146	180	215	549
FAVÖK Marjı (%)	%12	%18	%17	%19	%16	%25	%35	%42	%45	%48
Amortisman	(4)	(7)	(14)	(12)	(15)	(19)	(27)	(36)	(45)	(91)
FVÖK	10	21	21	43	58	93	119	144	170	458
FVÖK Marjı				%15	%13	%21	%29	%33	%36	%40
Kurumlar Vergisi				(2)	(13)	(13)	(19)	(24)	(29)	(71)
Amortisman (-)				12	19	27	36	45	91	91
Operasyonel Nakit Akımları				53	99	127	156	186	478	478
NİS Değişimi				(7)	(13)	(14)	(10)	(8)	(10)	(10)
Güvence Bedeli Değişimi				5	13	17	19	20	36	36
Yatırım Harcamaları				(51)	(100)	(176)	(198)	(207)	(142)	(142)
Serbest Nakit Akımları				(10)	(0)	(46)	(33)	(9)	362	362
AOSM				%71.7	%36.4	%26.8	%22.0	%18.7	%18.7	%18.7
Kısmi Dönem Etkisi				1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
Ortalama Dönem Etkisi				0.38	1.25	2.25	3.25	4.25	12.25	12.25
İndirgeme Oranı				0.82	0.57	0.43	0.35	0.29	0.07	0.07
İndirgenmiş Nakit Akımı				(8)	(0)	(20)	(12)	(3)	27	27

m TL	173	1,791
İndirgenmiş Nakit Akımı (2022-2034)	55	979
Nihai DVT - Güvence B.	(4)	812
Net İşletme Sermayesi (2021)		0.07
İmtiyaz Sözleşmesi Değeri	232	55

m TL	Nihai DVT	1,791
	Güvence Bd.	979
	Nihai DVT - Güvence B.	812
	İskonto Faktörü	0.07
	Değeri	55

Kaynak: Şirket Yönetimi, PwC Analizi

Ahlatıcı Doğal Gaz Dağıtım Enerji ve Yatırım A.Ş.

Gizli ve Özel

*9 aylık faaliyet giderleri genel yönelim + faaliyet giderlerini göstermektedir.

17 Ağustos 2022

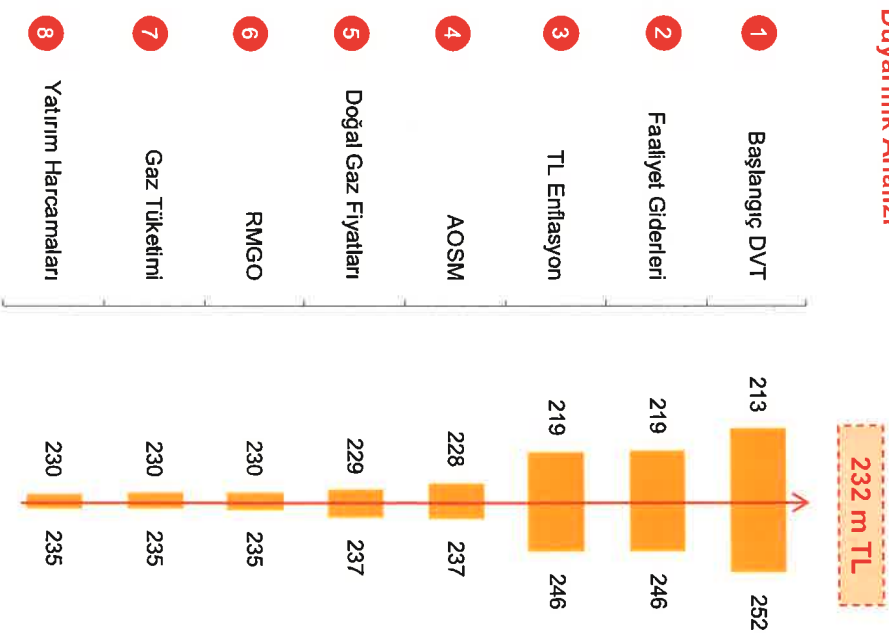
44

Gelir Yaklaşımı

Duyarlılık Analizi - AKSARAY

AKSARAY'ın değerini etkileyen baz düzenlenmiş varlık tabanı, **AOSM, RMGO, faaliyet giderleri, gaz tüketimi, doğal gaz fiyatları** kullanılarak duyarlılık analizi yapılmıştır. Bu kapsamda 31 Mart 2022 itibarıyla şirket değeri **213 milyon TL** ile **252 milyon TL** aralığında tahmin edilmiştir.

Duyarlılık Analizi



Değerleme çalışması kapsamında önemli parametrelerin Şirket değeri üzerindeki etkileri uygulanan duyarlılık analizi ile incelenmiştir.

- 2022 yılı dönem başı **düzenlenmiş varlık tabanının** baz duruma göre **%10** daha düşük veya daha yüksek açıklanması
- Faaliyet Giderleri**: Tahmin edilen faaliyet giderlerinin projeksiyon dönemi boyunca baz duruma göre **%10** daha düşük veya yüksek olması,
- TL Enflasyon**: TL enflasyon tahminlerinin değerlendirme çalışması kapsamında dikkate alınan baz duruma göre **300 baz puan** daha düşük veya daha yüksek olması,
- AOSM**: Projeksiyon dönemindeki indirgeme oranının baz duruma göre **100 baz puan** daha düşük veya daha yüksek olması,
- Doğal Gaz Fiyatları**: Projeksiyon dönemi boyunca tahmin edilen doğal gaz fiyatlarını baz duruma göre **%5** daha düşük veya daha yüksek olması,
- RMGO**: EPDK tarafından belirlenen tarife esas RMGO'nun çalışma kapsamında dikkate alınan baz duruma göre **100 baz puan** düşük veya daha yüksek olması
- Gaz Tüketim**: Projeksiyon dönemi boyunca tahmin edilen tüketim hacminin baz duruma göre **%10** daha düşük veya daha yüksek olması,
- Yatırım Harcamaları**: Projeksiyon dönemi boyunca yatırım harcamalarının baz duruma göre **%20** daha düşük veya yüksek olması.

Kaynak: Şirket Yönetimi, PwC Analizi

Ahlatıcı Doğal Gaz Dağıtım Enerji ve Yatırım A.Ş.
PwC

Gizli ve Özel

17 Ağustos 2022



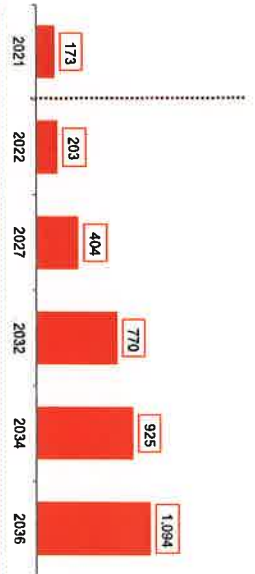
ANTALYA

Abone Sayıları ve Gaz Tüketimi

Sistem Kullanım Bedelleri (SKB)

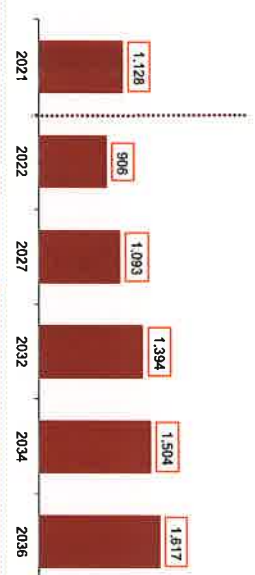
Abone Sayıları ('000 BBS)

YBBO: %13,1



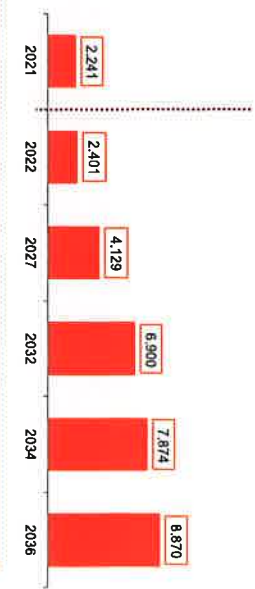
Gaz Tüketim (m³)

YBBO: %2,4

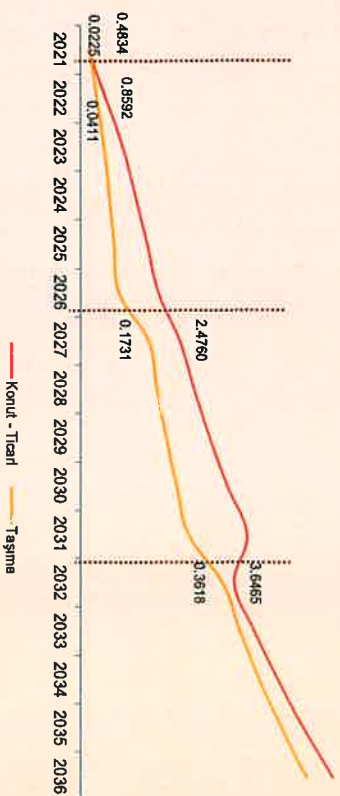


Hat Uzunluğu (km)

YBBO: %9,6



Sistem Kullanım Bedelleri - Nominal (TL/m³)



2022 yılından itibaren Antalya için her beş yıllık dönemin başında, gelir gereksinimi göz önüne alınarak tarife hesaplanmaktadır. Her tarife dönemi başında (2022, 2027 ve 2032'de) hesaplanan SKB ilgili tarife döneminin sonuna kadar her yıl enfiyasyona tabi tutulmaktadır. Çalışmamız kapsamında SKB hesaplanırken Şirket Yönetimi tarafından sağlanan gelir gereksinimi ve tüketim tahminleri dikkate alınmıştır.

Kaynak: Şirket Yönetimi, PwC Analizi

Ahlacı Doğal Gaz Dağıtım Enerji ve Yatırım A.Ş.

PwC

Gizli ve Özel

17 Ağustos 2022

47